

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА МАГИСТРАНТА

Тема работы
Оценка эффективности технологии парогравитационного дренажа (SAGD) для добычи высоковязкой нефти из слабоконсолидированного коллектора Мессояхского типа (Большехетская впадина)

УДК: 622.276.65(571.121)

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ11	Анерт Дарья Сергеевна		14.08.23

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Чернова Оксана Сергеевна	Д.Г.-М.Н.		14.08.23

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рукавишников Валерий Сергеевич	PhD		14.08.23

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н.		14.08.23

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Чернова Оксана Сергеевна	Д.Г.-М.Н.		14.08.23

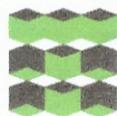
ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП

Petroleum Engineering / Нефтегазовый инжиниринг

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Системное и критическое мышление	УК-1. Способен осуществлять критический анализ проблемных ситуаций на основе системного анализа, выработать стратегию действий	И.УК(У)-1.1. Анализирует проблемную ситуацию как систему, выявляя ее составляющие и связи между ними
		И.УК(У)-1.2. Определяет пробелы в информации, необходимой для решения проблемной ситуации, и проектирует процессы по их устранению
		И.УК(У)-1.3. Разрабатывает стратегию решения проблемной ситуации на основе системного и других современных междисциплинарных подходов; обосновывает выбор темы исследований на основе анализа явлений и процессов в конкретной области научного знания
		И.УК(У)-1.4. Использует логико-методологический инструментарий для критической оценки современных концепций в своей предметной области
Разработка и реализация проектов	УК(У)-2. Способен управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла	И.УК(У)-2.1. Определяет проблему и способ ее решения через реализацию проектного управления
		И.УК(У)-2.2. Разрабатывает концепцию проекта в рамках обозначенной проблемы: формулирует цель, задачи, обосновывает актуальность, значимость, ожидаемые результаты и возможные сферы их применения
		И.УК(У)-2.3. Осуществляет мониторинг за ходом реализации проекта, корректирует отклонения, вносит дополнительные изменения в план реализации проекта

Командная работа и лидерство	УК(У)-3. Способен организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели	И.УК(У)-3.1. Планирует и корректирует свою социальную и профессиональную деятельность с учетом интересов, особенностей поведения и мнений людей, с которыми работает и взаимодействует
		И.УК(У)-3.2. Организует дискуссии по заданной теме и обсуждение результатов работы команды
		И.УК(У)-3.3. Планирует командную работу, распределяет поручения и делегирует полномочия членам команды
Коммуникация	УК(У)-4. Способен применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия	И.УК(У)-4.1. Решает конкретные задачи профессиональной деятельности на основе академического и профессионального взаимодействия с учетом анализа мнений, предложений, идей отечественных и зарубежных коллег
		И.УК(У)-4.2. Составляет, переводит и редактирует различные академические тексты (рефераты, эссе, обзоры, статьи и т.д.)
		И.УК(У)-4.3. Представляет результаты академической и профессиональной деятельности на различных научных мероприятиях, включая международные
		И.УК(У)-4.4. Планирует и организывает совещания, деловые беседы, дискуссии по заданной теме; аргументированно и конструктивно отстаивает свою точку зрения, позицию, идею в академических и профессиональных дискуссиях на государственном и иностранном языках
Межкультурное взаимодействие	УК(У)-5. Способен анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия	И.УК(У)-5.1. Осуществляет профессиональную и социальную деятельность с учетом особенностей поведения и мотивации людей различного социального и культурного происхождения, в том числе особенностей деловой и общей культуры представителей других этносов и конфессий

		<p>И.УК(У)-5.2. Выстраивает социальное и профессиональное взаимодействие с учетом особенностей деловой и общей культуры представителей разных этносов и конфессий, других социальных групп</p>
<p>Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровье сбережение)</p>	<p>УК(У)-6. Способен определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки</p>	<p>И.УК(У)-5.3. Обеспечивает создание недискриминационной среды для участников межкультурного взаимодействия при личном общении и при выполнении профессиональных задач</p>
		<p>И.УК(У)-6.1. Анализирует использование рабочего времени в широком спектре деятельности: планирование, распределение, постановка целей, делегирование полномочий, анализ временных затрат, мониторинг, организация, составление списков и расстановка приоритетов</p>
		<p>И.УК(У)-6.2. Сочетает выполнение текущих производственных задач с повышением квалификации; корректирует планы в соответствии с имеющимися ресурсами</p>
<p>И.УК(У)-6.3. Планирует профессиональную траекторию с учетом особенностей как профессиональной, так и других видов деятельности и требований рынка труда</p>		



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (ООП/ОПОП) 21.04.01 Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП/ОПОП

(Подпись) 11.05.23 *Чернова О.О.*

(Подпись) (Дата) (ФИО)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2ТМ11	Анерт Дарья Сергеевна

Тема работы:

Оценка эффективности технологии парогравитационного дренажа (SAGD) для добычи высоковязкой нефти из слабоконсолидированного коллектора Мессояхского типа (Большехетская впадина)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	09.06.2023 № 160-39/с

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	14.08.2023
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к функционированию (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.)</p>	<p>Комплект документов по месторождению X (Большехетская впадина), включая геологическое описание района исследования, физико-гидродинамические характеристики пластов, физико-химические свойства пластовых флюидов гидродинамическая модель района скважины N месторождения X.</p>
--	--

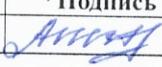
<p>Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке</p> <p><i>(аналитический обзор литературных источников с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе)</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Введение; 2. Технология парогравитационного дренажа; 3. Геолого-геофизические особенности объекта исследования; 4. Оценка эффективности технологии с помощью гидродинамического моделирования; 5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; 6. Социальная ответственность; 7. Заключение
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Параметры гидродинамической модели; Физико-химические свойства пластовых флюидов; Кривые ОФП, Капиллярная кривая; Графики накопленных показателей разработки; Сравнение результатов моделирования в зависимости от режима работы, количества нагнетаемого пара и температуры; Сравнение результатов добычи по двум схемам на период 2023-2038 гг.</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p>	
<p style="text-align: center;">Раздел</p>	<p style="text-align: center;">Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Рукавишников В. С., доцент, PhD</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Сечин А. А., доцент, к.т.н.</p>
<p>Раздел на иностранном языке</p>	<p>Болсуновская Л. М., доцент, к.ф.н</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:</p>	
<p>Steam assisted gravity drainage technology</p>	

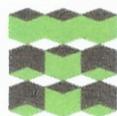
<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>11.05.2023</p>
--	-------------------

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Чернова Оксана Сергеевна	д. г.-м.н.		11.05.23

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ11	Анерт Дарья Сергеевна		11.05.23



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки (ООП/ОПОП): 21.04.01 Нефтегазовое дело
Уровень образования: Магистратура
Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела
Период выполнения: осенний / весенний семестр 2022/2023 учебного года

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2ТМ11	Анерт Дарья Сергеевна

Тема работы:

Оценка эффективности технологии парогравитационного дренажа (SAGD) для добычи высоковязкой нефти из слабоконсолидированного коллектора Мессояхского типа (Большехетская впадина)

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	14.08.2023
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
15.05.2023	1. Технология парогравитационного дренажа	15
22.05.2023	2. Геолого-геофизические особенности объекта исследования	15
09.06.2023	3. Оценка эффективности технологии с помощью ГДМ	30
16.06.2023	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
20.06.2023	5. Социальная ответственность	10
30.06.2023	Steam assisted gravity drainage technology	15

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Чернова Оксана Сергеевна	д.г.-м.н.		11.05.23

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП/ОПОП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Чернова Оксана Сергеевна	д.г.-м.н.		11.05.23

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ11	Анерт Дарья Сергеевна		11.05.23

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 108 страниц, в том числе 21 рисунок, 14 таблиц. Список литературы включает 51 источник. Работа содержит 1 приложение.

Ключевые слова: методы увеличения нефтеотдачи, технология парогравитационного дренажа, добыча высоковязкой нефти, слабоконсолидированный коллектор, Большехетская впадина, гидродинамическое моделирование.

Объектом исследования является группа слабоконсолидированных пластов-коллекторов Мессояхского типа нефтегазоконденсатного месторождения X.

Предмет исследования – особенности добычи высоковязкой нефти из слабоконсолидированных коллекторов Мессояхского типа.

Цель исследования – оценка эффективности применения технологии парогравитационного дренажа для добычи высоковязкой нефти с помощью инструмента гидродинамического моделирования на примере нефтегазоконденсатного месторождения X.

Для достижения цели необходимо решить следующие задачи:

1. Провести литературный обзор существующих методов увеличения нефтеотдачи для залежей с трудноизвлекаемыми запасами;
2. Изучить принципы работы, особенности и преимущества технологии парогравитационного дренажа для добычи тяжелой нефти на основе анализа научных публикаций отечественных и зарубежных авторов;
3. Оценить применимость технологии парогравитационного дренажа для слабоконсолидированных пластов-коллекторов месторождения X с помощью гидродинамического моделирования;
4. Оценить технологическую и экономическую эффективность применения технологии парогравитационного дренажа и предложить дальнейшие рекомендации по применению данной технологии в условиях коллектора Мессояхского типа.

Область применения: залежи высоковязкой нефти в слабоконсолидированных коллекторах Мессояхского типа.

Экономическая эффективность работы заключается в обосновании эффективности технологии для достижения максимально возможных значений накопленной добычи высоковязкой нефти.

В будущем планируется: адаптация предлагаемого проектного технологического решения с дальнейшим внедрением на объекте разработки.

Благодарности. Выражаю особую благодарность сотрудникам ЦППС НД ТПУ: профессору О. С. Черновой и преподавателю С. Х. Куреленкову, а также А. Н. Космачеву за предоставленную помощь при написании данной магистерской работы.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	13
1 ТЕХНОЛОГИЯ ПАРОГРАВИТАЦИОННОГО ДРЕНАЖА	16
1.1 Цели применения методов увеличения нефтеотдачи.....	16
1.2 Классификация методов увеличения нефтеотдачи	17
1.2.1 Гидродинамические методы	17
1.2.2 Физико-химические методы	19
1.2.3 Газовые методы	20
1.2.4 Тепловые методы.....	20
1.3 Особенности добычи тяжелой нефти из слабokonсолидированных коллекторов методом парогравитационного дренажа	24
1.4 Опыт применения технологии парогравитационного дренажа в РФ и зарубежных странах.....	27
2 ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ.....	28
2.1 Геолого-геофизическая характеристика	28
2.2 Стратиграфия.....	29
2.2.1 Складчатый фундамент	30
2.2.2 Отложения осадочного чехла.....	30
2.3 Тектонические особенности объекта исследования	37
2.4. Нефтегазоносность.....	39
3 ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИИ С ПОМОЩЬЮ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ.....	43
3.1 Анализ исходных данных	46
3.2 Гидродинамическое моделирование процесса	48

3.3 Оптимизация параметров.....	50
3.3.1 Режимы работы.....	50
3.3.2 Количество нагнетаемого пара	53
3.3.3 Температура пара.....	56
3.4 Оценка эффективности технологии	59
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	63
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	73
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	73
5.2 Производственная безопасность	78
5.2.1 Перенапряжение	79
5.2.2 Отклонение показателей микроклимата.....	80
5.2.3 Превышение уровня шума	82
5.2.4 Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека	83
5.2.5 Повышенный уровень электромагнитных излучений	85
5.2.6 Отсутствие или недостаток естественного и искусственного света	86
5.3 Экологическая безопасность	87
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	88
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	89
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	90
Приложение А	97
А.1 Objectives of EOR application	98
А.2 Classification of EOR methods.....	99

A.2.1 Hydrodynamic methods	99
A.2.2 Physical-chemical methods	100
A.2.3 Gas methods	101
A.2.4 Thermal methods	102
A.3 Characteristics of heavy oil development from unconsolidated reservoirs by SAGD	105
A.4 Experience in applying steam assisted gravity drainage technology in Russia and overseas	108

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время доля традиционных запасов углеводородов истощается. На их место приходят трудноизвлекаемые запасы в залежах, осложненных тектоническими нарушениями с низкими фильтрационно-емкостными свойствами, высокими значениями плотности и вязкости пластовых флюидов. Министерство энергетики Российской Федерации прогнозирует увеличение доли трудноизвлекаемых запасов до 70% к 2030 году. Именно поэтому на современном этапе развития нефтегазовой промышленности остро стоит вопрос разработки и внедрения новых технологий для добычи высоковязкой нефти. К таким технологиям относятся и методы увеличения нефтеотдачи (МУН).

Актуальность исследования. Ввиду сложного геологического строения залежи, а также высокой вязкости нефти, классические схемы разработки без применения МУН неэффективны. Одним из решений является применение технологии парогравитационного дренажа (ПГД), способствующее снижению вязкости и увеличению дебита нефти, уменьшению риска преждевременного обводнения скважин.

В ходе выполнения данной работы были рассмотрены литературные источники по тематике МУН, в том числе по технологии парогравитационного дренажа и опыту ее внедрения на месторождениях в России и за рубежом. Также была построена гидродинамическая модель теплового процесса, оптимизированы параметры и сделаны основные выводы по эффективности данной технологии в условиях месторождения X.

Объектом исследования является группа слабоконсолидированных пластов-коллекторов Мессояхского типа нефтегазоконденсатного месторождения X.

Предмет исследования – особенности добычи высоковязкой нефти из слабоконсолидированных коллекторов Мессояхского типа.

Цель исследования – оценка эффективности применения технологии парогравитационного дренажа для добычи высоковязкой нефти с помощью инструмента гидродинамического моделирования на примере нефтегазоконденсатного месторождения X.

Для достижения цели необходимо решить следующие задачи:

1. Провести литературный обзор существующих методов увеличения нефтеотдачи для залежей с трудноизвлекаемыми запасами;
2. Изучить принципы работы, особенности и преимущества технологии парогравитационного дренажа для добычи тяжелой нефти на основе анализа научных публикаций отечественных и зарубежных авторов;
3. Оценить применимость технологии парогравитационного дренажа для слабоконсолидированных пластов-коллекторов месторождения X с помощью гидродинамического моделирования;
4. Оценить технологическую и экономическую эффективность применения технологии парогравитационного дренажа и предложить дальнейшие рекомендации по применению данной технологии в условиях коллектора Мессояхского типа.

Основные положения, выносимые на защиту:

1. При анализе геолого-геофизических характеристик объекта исследования можно сделать вывод о возможности применения технологии парогравитационного дренажа на месторождении X.
2. Внедрение технологии парогравитационного дренажа позволяет увеличить объем добычи вязкой нефти и рентабельный срок использования скважинного фонда, за счет изменения реологических свойств нефти и снижения добычи воды.

Научная новизна заключается в технико-экономической оценке применения технологии парогравитационного дренажа для увеличения добычи высоковязкой нефти из слабоконсолидированных коллекторов Мессояхского типа.

Методы, использованные в работе: гидродинамическое моделирование тепловой модели на исследуемом участке с применением ПО «Navigator», оптимизация параметров работы.

Область применения: залежи высоковязкой нефти в слабokonсолидированных коллекторах Мессояхского типа.

Личный вклад автора заключается в анализе и систематизации исходных данных, построении гидродинамической модели процесса парогравитационного дренажа, оценке эффективности применения технологии в сравнении с классической схемой разработки, а также разработке рекомендаций для дальнейшего исследования данной технологии.

Практическая значимость работы заключается в подборе оптимальных параметров процесса парогравитационного дренажа для увеличения дебита высоковязкой нефти на примере слабokonсолидированного коллектора Мессояхского типа.

Исходной информацией для выполнения исследования в рамках выпускной квалификационной работы являлся комплект данных о геологическом строении объекта исследования, физико-гидродинамических характеристиках целевых пластов, физико-химических свойства флюидов и т. п.

1 ТЕХНОЛОГИЯ ПАРОГРАВИТАЦИОННОГО ДРЕНАЖА

1.1 Цели применения методов увеличения нефтеотдачи

В настоящее время в нефтедобывающей отрасли сложилась практика, когда для повышения экономической эффективности добычи углеводородов и снижения капитальных затрат, разработка месторождения осуществляется в 3 этапа.

На начальном этапе, когда объект только вводится в разработку, добыча осуществляется с помощью природной энергии пласта. В зависимости от движущей силы, обеспечивающей продвижение флюида к забою эксплуатационной скважины, различают следующие режимы разработки: водонапорный, упругий или упруговодонапорный режим, газонапорный режим (режим газовой шапки), режим растворенного газа и гравитационный режим.

Далее, по мере истощения энергии пласта, принимается решение о введении вторичных методов увеличения нефтеотдачи. Под вторичными методами понимают комплекс мероприятий для искусственного поддержания пластового давления путем заводнения. Заводнение может быть законтурным, приконтурным, внутриконтурным и т. д.

На третьем этапе в разработку включаются третичные методы нефтеотдачи, обеспечивающие повышение охвата залежи и эффективности вытеснения остаточной нефти. При реализации этих методов используют физические, химические или тепловые агенты, изменяющие физико-химические свойства флюида или параметры вытеснения [18]. Эти методы будут подробнее описаны далее.

Основная цель применения третичных МУН — это вовлечение в разработку запасов углеводородов, не охваченных воздействием на первом и втором этапах. Основными причинами низкой нефтеотдачи на этих этапах являются: неоднородность пласта, значительные силы поверхностного натяжения, образующиеся на границе различных фаз, низкая проницаемость,

высокая вязкость нефти [24]. В широком смысле запасы нефти в низкопроницаемых коллекторах, подгазовых зонах, высоковязкие нефти, тонкие нефтяные оторочки и т. п. относятся к категории трудноизвлекаемых.

По актуальным данным на 2023 год разведанные трудноизвлекаемые запасы (ТРИЗ) углеводородов в России выросли на 30% за последние 9 лет, ежегодный прирост составляет в среднем 3%. ТРИЗ составляют примерно 65% от общего объема всех доказанных запасов нефти в России.

Таким образом, перед работниками нефтегазовой отрасли в настоящее время ставится важная задача разработки новых технологий и методов повышения нефтеотдачи месторождений, на которых традиционными методами извлечь значительные остаточные запасы нефти невозможно [19].

1.2 Классификация методов увеличения нефтеотдачи

В зависимости от типа закачиваемого рабочего агента различают следующие методы увеличения нефтеотдачи: гидродинамические, физико-химические, газовые, тепловые и др.

Помимо закачки в пласт рабочего агента, увеличение нефтеотдачи может быть получено при реализации геолого-технических решений, таких как: разукрупнение эксплуатационных объектов, уплотнение сетки скважин, изменение системы расстановки скважин и т. д. [27].

1.2.1 Гидродинамические методы

Гидродинамические МУН – это методы объемного воздействия на пласт, позволяющие повысить охват залежи заводнением, увеличить степень извлечения нефти, а также уменьшить текущую обводненность добываемой продукции. К этому типу методов относятся следующие технологии: циклическое заводнение, изменение направления фильтрационных потоков, форсированный отбор жидкости. Гидродинамические методы могут применяться для залежей с неоднородными по проницаемости

гидрофильными коллекторами, имеющими гидродинамическую связь друг с другом, а также в случае высокой обводненности продукции и высокой остаточной нефтенасыщенности [33].

1.2.1.1 Циклическое заводнение

Метод циклического заводнения заключается в искусственном создании неустановившегося давления в пластах, обладающих неоднородностью по размерам пор, проницаемости слоев и пропластков, неравномерной нефтенасыщенности в некоторых зонах пласта. Переменные по величине и направлению градиенты давления достигаются за счет изменения объемов нагнетания воды и/или отбора жидкости из скважин. Сначала осуществляется закачка воды в продуктивный пласт, образуется переток части воды из высокопроницаемого слоя в низкопроницаемый. Другая часть воды фильтруется по высокопроницаемому слою, вытесняя нефть к добывающей скважине. Затем нагнетание воды останавливается, и процесс идет по другому механизму [33].

1.2.1.2 Изменение направления фильтрационных потоков

Сущность данного метода такая же, как и у циклического заводнения - необходимо создать разные по величине и направлению перепады давлений в пласте для охвата нетронутых заводнением зон. Но в отличие от циклического заводнения, этот метод не требует обязательного отключения добывающей или нагнетающей скважин [33].

1.2.1.3 Форсированный отбор жидкости

Технология форсированного отбора жидкости заключается в постоянном увеличении дебита пластовой жидкости, из-за чего возникает перепад давления между прослойками с разными проницаемостями, тем самым увеличивается охват залежи заводнением [27].

1.2.2 Физико-химические методы

Принцип действия физико-химических методов увеличения нефтеотдачи основан на изменении реологических свойств вытесняющего (закачиваемая вода) и вытесняемого (пластовый флюид) агентов с помощью добавления различных химических веществ, например, поверхностно-активных веществ (ПАВ), полимеров, щелочей. Потенциальными объектами могут стать залежи с низкой вязкостью нефти (не более 10 мПа*с), с низкой минерализацией воды, карбонатные коллектора с низкой проницаемостью [21].

1.2.2.1 Вытеснение нефти водными растворами ПАВ

Действие поверхностно-активных веществ заключается в снижении поверхностного натяжения на границе «нефть-вода», увеличении мобильности нефти и увеличении итогового коэффициента вытеснения нефти.

1.2.2.2 Вытеснение нефти растворами полимеров

При заводнении в воду добавляют высокомолекулярное химическое вещество – полимер (чаще всего полиакриламид – ПАА), который способен даже при низких концентрациях значительно увеличить вязкость воды и снизить ее подвижность. Увеличение вязкости воды и ухудшение ее фильтрации в пористой среде помогают снизить неравномерность разработки пласта, избежать появления прорывов воды и охватить заводнением большую часть пласта.

1.2.2.3 Вытеснение нефти растворами щелочей

Щелочь, благодаря своей среде, может реагировать с органическими кислотами, входящими в состав нефти, в результате чего образуются поверхностно-активные вещества, снижающие межфазное натяжение на границе «нефть – раствор щелочи» и увеличивающие смачиваемость породы водой, тем самым повышая коэффициент вытеснения нефти [51].

1.2.3 Газовые методы

Механизм действия газовых методов увеличения нефтеотдачи заключается в закачивании газообразного агента (воздуха, углекислого газа, азота, углеводородных газов), способствующего снижению вязкости нефти за счет растворения газа в ней и увеличению коэффициента охвата продуктивного пласта. Газовые методы могут применяться для добычи вязкой нефти из подгазовых зон, низкопроницаемых коллекторов, высокообводненных пластов. Наиболее популярным и эффективным агентом является углекислый газ.

Закачка углекислого газа способствует поддержанию пластового давления, уменьшению поверхностного натяжения на границе «нефть-вода», за счет увеличения вязкости воды, снижению вязкости нефти, а также образованию углекислоты, которая может растворять некоторые виды цемента и тем самым увеличивать проницаемость. Закачка диоксида углерода в пласт может производиться следующими методами: непрерывная закачка газа, закачка оторочки газообразного агента или оторочки жидкого агента (если температура пласта ниже 31°C), циклическая закачка газа и воды (ВГВ) [41].

1.2.4 Тепловые методы

Все тепловые методы условно делятся на 2 основные группы: процессы, в которых тепловой агент генерируется прямо в пласте и процессы, в которых в пласт нагнетается предварительно нагретый агент (вода или пар).

1.2.4.1 Внутрипластовое горение

Метод основан на использовании тепловой энергии, полученной в ходе экзотермического окисления (горения) тяжелых фракций нефти в присутствии окислителя (чаще всего воздуха). Образовавшийся газовый агент обеспечивает фильтрацию нефти к добывающей скважине.

1.2.4.2 Закачка горячей воды

Метод состоит в нагнетании в пласт предварительно нагретой воды с целью снижения вязкости и плотности нефти для дальнейшего увеличения скорости ее фильтрации.

1.2.4.3 Закачка горячего пара

Суть метода состоит в паротепловом воздействии на пласт, которое приводит к снижению вязкости нефти и расширению всех пластовых флюидов. В большинстве случаев давление нагнетания пара превышает пластовое давление для того, чтобы пар мог попасть в пласт и вступить в контакт с нефтью.

Закачка пара может осуществляться по следующим основным механизмам: пароциклическая обработка скважины, непрерывная закачка пара, парогравитационный дренаж.

1) Пароциклическая обработка скважины

Пароциклическая обработка (ПЦО), также называемая «Huff-n-Puff», является методом рекуперации тепла, предусматривающим периодическое нагнетание пара с целью нагрева пласта вблизи скважины в течение цикла, состоящего из 3 стадий.

Когда произведена достаточная закачка горячего пара, скважину закрывают и оставляют на определенный период, который называется периодом прогревания (в течение которого вязкость нефти уменьшается). По мере охлаждения пласта, из нефти начинают конденсироваться ароматические и нафтеновые компоненты, образуется фронт растворителя, который также способствует вытеснению нефти к добывающей скважине (большое содержание парафиновых фракций нежелательно, так как эффективность вытеснения снижается). В зоне пласта, нетронутой тепловым воздействием, также происходит вытеснение нефти пластовой водой. Когда скважину открывают, пластовый флюид начинает течь к забою скважины с большей

скоростью. Для увеличения эффективности метода возможна технология закачки пара с химическим реагентом, повышающим мобильность нефти.

Типичный процесс ПЦО хорошо подходит для пласта, мощностью более 10 метров, глубиной залегания меньше 1000 метров, с высокой пористостью ($>0,3$), проницаемостью от 100 мД и насыщением нефтью более 40%. Возможна добыча из слабokonсолидированного коллектора с низким содержанием глинистых минералов [32].

2) Непрерывная закачка пара

Непрерывная закачка пара, с точки зрения проектирования, является более сложным процессом, чем пароциклическая обработка. В отличие от ПЦО, в этом процессе используются по меньшей мере две отдельные скважины: одна для закачки пара, а другая для добычи нефти. Пар создает различные области температур и насыщения жидкостями, когда он перемещается по пласту между скважинами. Паровая камера растет, больше нефти выталкивается из этой зоны в неохваченные зоны перед паровым фронтом. Нагнетаемый пар конденсируется в горячую воду, которая также перемещается через паровой фронт, нагревая и вытесняя нефть [31].

3) Парогравитационный дренаж

В настоящее время одним из самых перспективных тепловых методов увеличения нефтеотдачи является паровой гравитационный дренаж (steam-assisted gravity drainage «SAGD»). В этом процессе две горизонтальные скважины, расположенные на некотором расстоянии друг от друга, размещаются вблизи подошвы пласта. Верхняя горизонтальная скважина используется для закачки пара, она создает паровую камеру. Когда температура внутри паровой камеры становится равной температуре нагнетания пара, пар конденсируется при контакте с холодной нефтью и происходит теплообмен. Затем нагретая нефть и конденсат стекают под действием силы тяжести. Рост паровой камеры вверх продолжается до тех пор,

пока она не достигнет кровли пласта, а после она начинает расширяться в стороны. При этом нефть все время находится в контакте с высокотемпературной паровой камерой. Нижняя скважина используется для добычи нефти (Рисунок 1.1) [36].

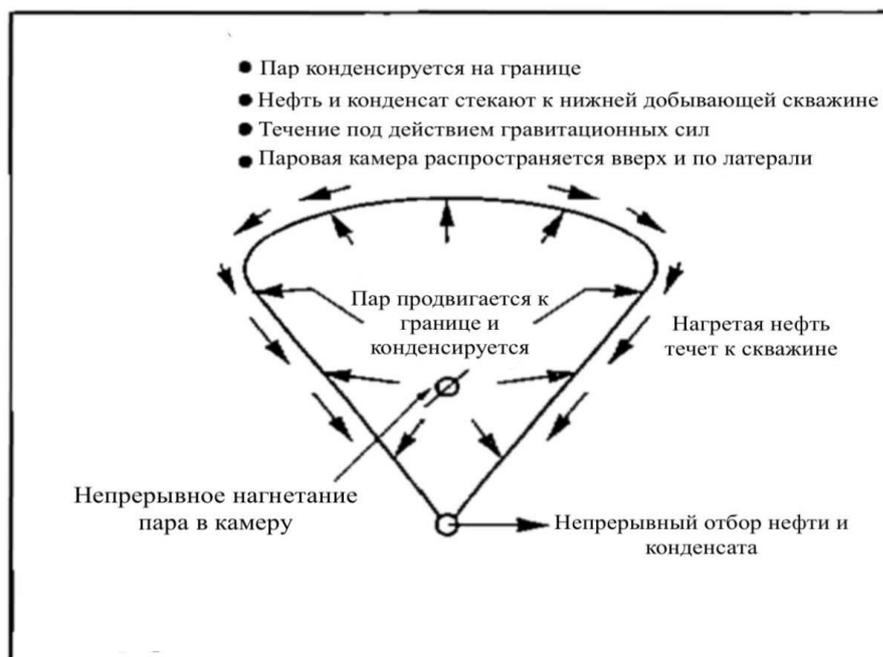


Рисунок 1.1 – Концептуальная схема процесса парогравитационного дренажа [Butler,1994]

К разновидностям парогравитационного дренажа относят такие технологии как: «VAPEX» (закачка парообразного растворителя), «ES-SAGD» (парогравитационное воздействие с добавкой растворителя), «SAS» (поочередная закачка пара и растворителя).

По сравнению с другими методами закачки пара, ПГД имеет значительное преимущество: при непрерывной закачке пара нефть перемещается спереди от паровой зоны, недостаточно нагревается и ввиду высокой вязкости, снижается эффективность добычи скважинным оборудованием. В процессе ПГД нефть течет параллельно паровой камере, поступая к забою скважины теплой, с высокой мобильностью. Процесс

предусматривает более полный охват залежи паром и обеспечивает больший контакт с объемом нефти [34].

1.3 Особенности добычи тяжелой нефти из слабоконсолидированных коллекторов методом парогравитационного дренажа

Эффективность применения любой технологии зависит от геологического строения и условий залегания пластов, физико-химических свойств флюидов и т. д. Все эти факторы делают добычу на объекте исследования сложной, именно поэтому необходимо изучить особенности применения технологии ПГД.

Основными проблемами, которые можно выделить на объекте исследования, являются: быстрый прорыв пара и/или воды к добывающим скважинами, сложность добычи вязкой нефти, вынос песка.

1.3.1 Прорыв пара

Наиболее встречающейся проблемой при реализации процесса ПГД является прорыв пара к добывающей скважине в маломощных пластах. Это, в свою очередь, может привести к снижению эффективности технологии или даже поломке скважинного оборудования. Однако, контроль объемов закачиваемого пара, тщательный прогноз сценариев прорыва пара и распространения паровой камеры позволяет предотвратить данную проблему.

1.3.2 Прорыв воды

Активный водоносный горизонт обеспечивает достаточную энергию для движения нефти в сторону забоя добывающей скважины, однако ввиду высокой вязкости нефти, мобильность воды оказывается выше, и это в свою очередь, может привести к тому, то вода будет быстрее продвигаться к скважине и снижать эффективность добычи углеводородов.

Эта проблема может быть решена за счет использования горизонтальных скважин. При применении тепловых методов горизонтальные скважины имеют заметные преимущества по сравнению с вертикальными скважинами: лучшее распределение тепла и боковая транспортировка жидкостей, более низкая скорость подачи воды, невысокое давление впрыска пара. Успех процесса сильно зависит от равномерного размещения пара по всей длине скважины.

1.3.3 Сложность добычи вязкой нефти

Совокупность низкой температуры пласта и высокой вязкости нефти предполагают осложнение добычи. Насосам нужно создать большую депрессию, чтобы поднять тяжелый флюид на поверхность, а это увеличивает операционные затраты. Кроме того, тяжелые компоненты нефти могут осаждаться вблизи скважины, тем самым уменьшая проницаемость призабойной зоны и увеличивая скин-фактор.

Существует несколько методов, с помощью которых можно значительно снизить вязкость нефти. Например, подогрев нефти с помощью электрической энергии наиболее эффективен, но стоимость операционных затрат очень высока (затраты электричества, сложность управления и др.) Добавление химических веществ также может эффективно снизить вязкость нефти, однако, в долгосрочной перспективе, операционные затраты будут высокими. Процесс нагнетания пара показывает высокую эффективность снижения вязкости нефти, а при наличии хорошего поверхностного обустройства, операционные затраты не так высоки, как при использовании предыдущих методов. Особенностью данного объекта разработки является небольшая глубина, которая как раз прекрасно подходит для технологии ПГД [42].

1.3.4 Вынос песка

Добыча из слабоконсолидированного коллектора всегда сопровождается выносом большого количества песка, который может

приводить к эрозии скважинного оборудования и снижению срока его эксплуатации. Закачка пара высокой температуры может привести к растворению кварца или изменению глинистых минералов, что также провоцирует миграцию мелких частиц через поры и приводит к образованию песчаной пробки и, как следствие, снижению проницаемости призабойной зоны пласта. Однако, эта проблема решается с помощью известных методов ограничения выноса песка [48].

Выбор кандидата для проведения процесса парогравитационного дренажа обусловлен анализом чувствительности параметров объекта исследования, среди которых: характеристики пласта, наличие подстилающей воды, параметры газовой шапки, нефте- и водонасыщенность залежи и др.

Строительство больших по протяженности скважин сопровождается высокими капитальными затратами, поэтому, для сохранения экономической целесообразности, объект разработки должен находиться на глубине не более 1500 м.

Для большей эффективности процесса, скважины необходимо располагать вблизи подошвы пласта (но не менее 3-5 м), а значит, наличие или отсутствие подошвенной воды играет ключевую роль. Оптимальным расстоянием между стволами горизонтальных скважин принято считать 5 м, поэтому нефтенасыщенный пласт должен иметь мощность не менее 10-15 м.

В работе [38] доказано, что при увеличении мощности подошвенной воды снижается эффективность процесса (за счет высокой теплопроводности воды), таким образом, наиболее благоприятная ситуация складывается, когда мощность водного слоя составляет менее 5-7 м.

Тем не менее, разработку залежей тяжелой нефти необходимо осуществлять в зоне с наибольшей водонасыщенностью. В этом случае скорость распространения паровой камеры выше, быстрее происходит снижение вязкости нефти и более высокие дебиты можно получить на ранней стадии эксплуатации. Необходимая нефтенасыщенность объекта должна составлять не менее 40 % [20].

На эффективность теплового воздействия также влияют различные неоднородности пласта. Например, наличие глинистых перемычек или высокая неоднородность пластов по проницаемости на начальном этапе замедляют рост паровой камеры, увеличивают объемы закачиваемого пара и время прогрева пласта, что сказывается на эффективности применения данной технологии. Однако, в дальнейшей перспективе, наличие непроницаемого барьера вблизи нагнетательной скважины может оказать положительное влияние [35].

Оценка эффективности применения на объекте исследования, рассмотренном в данной магистерской диссертации, будет дана в следующих главах.

1.4 Опыт применения технологии парогравитационного дренажа в РФ и зарубежных странах

В настоящее время технология эффективно применяется на месторождениях высоковязкой нефти США, Канады, Венесуэлы, Китая и др. Первый пилотный проект парогравитационного дренажа был реализован в конце 80-х годов на крупнейшей в мире залежи природных битумов — на песчаниках Атабаска в Канаде. Коэффициент излечения нефти составил более 50% после введения в эксплуатацию 3 пар горизонтальных скважин. В Венесуэле впервые процесс ПГД был опробован в конце 1997 года на месторождении Tia Juana. КИН достиг 60% в сравнении с 10% при применении технологии ПЦО. Месторождения китайской сверхвязкой нефти также активно разрабатываются с применением технологии ПГД (Liaohe, Karamay oilfields). В настоящее время общий объем добычи всех залежей тяжелой нефти превышает 50%, а объем добычи в районе пилотного проекта превышает 70%. В России процесс парогравитационного дренажа успешно реализован на Ашальчинском месторождении (Республика Татарстан), Ярегском и Усинском месторождениях (Республика Коми) [25,44,45].

2 ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ

2.1 Геолого-геофизическая характеристика

Объектами исследования в данной работе являются песчаные пласты-коллекторы нефтегазоконденсатного месторождения X, расположенного в пределах Большехетской впадины и обрамляющего его Мессояхского пояса мегавалов. Коллектор Мессояхского типа представляет собой слабосцементированный песчаный коллектор с карбонатным цементом, залегающий на глубинах около 700-800 м.

Большехетская впадина и Мессояхский мегавал крупные структуры в северо-восточной части Западно-Сибирской низменности. В административном отношении изучаемая территория расположена в пределах трех основных районов. Большая часть объекта лежит на территории Тазовского района Ямало-Ненецкого автономного округа, северо-восточная часть относится к Таймырскому Долгано-Ненецкому району, южно-восточная - к Туруханскому району Красноярского края (Рисунок 2.1) [23].

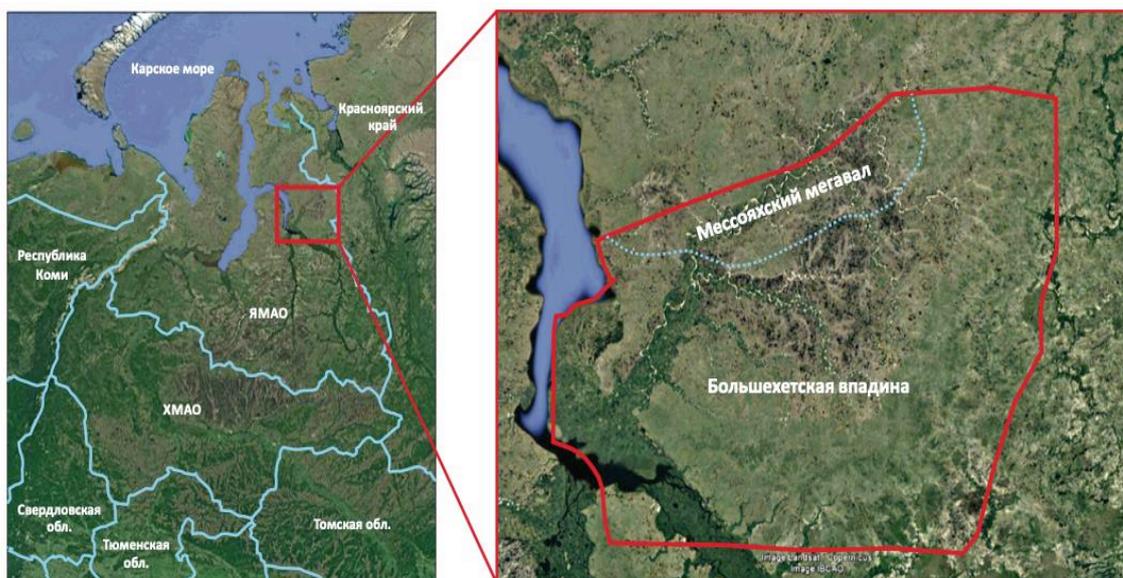


Рисунок 2.1 – Географическое расположение Большехетской впадины и Мессояхского мегавала [Богданов, 2017]

Ландшафт местности плоскоравнинный, абсолютные отметки варьируются преимущественно от 0 м над уровнем моря до 150 м в восточной части территории. На территории районов хорошо развита система рек, озер и болот. Протекают такие реки, как Таз, Мессояха, Большая Хета и др. Наиболее крупными озерами являются: Советское, Нядато, Лярото и др. Территория Большехетской впадины практически полностью занята кустарниковой (карликовая береза, ива, кустарниковая ольха), моховой и лишайниковой тундрой. Вблизи крупных рек представлены ели, березы, лиственницы.

Климат суровый субарктический. Среднегодовая температура составляет минус 8-9 °С. Зима долгая и суровая с сильными ветрами, лето короткое и прохладное, средняя температура января –25 °С, июля +14 °С. В среднем за год выпадает около 500 мм осадков. Продолжительность полярной ночи – с конца ноября до середины января, полярного дня – с начала мая до конца июля.

Рядом расположены преимущественно поселки – Тазовский, Самбург, Мессо. Вблизи расположены также крупные города: Новый Уренгой, Дудинка, Норильск, Игарка. Плотность населения низкая - не более 10 человек на 100 км², основная часть проживает в поселках и городах. Коренное население – селькупы, ханты и ненцы занимаются оленеводством, охотой, рыболовством и народными промыслами [29].

2.2 Стратиграфия

В геологических разрезах как Большехетской впадины, так и Мессояхского пояса мегавалов выделяют два структурно-тектонических этажа суммарной мощностью от 12 до 16 км:

- 1) фундамент, представленный докембрийско-протерозойскими складчато-метаморфическими породами;

2) двухъярусный платформенный осадочный чехол, сложенный полифациальными комплексами пород рифей-палеозойского и мезозойско-кайнозойского возраста.

2.2.1 Складчатый фундамент

В пределах Большехетской впадины породы складчатого фундамента не были вскрыты скважинами. Глубина залегания складчатого основания, согласно сейсмическим данным, составляет 12–18 км. Литолого-стратиграфическая характеристика складчатого основания дана по данным других скважин, вскрывших его на территории Западно-Сибирской молодой платформы.

В основе разреза залегают породы складчатого фундамента позднегерцинского возраста, представленные зелеными хлорит-серицитовыми сланцами. Нижнепалеозойская часть фундамента представлена метапесчаниками, порфироидами, а также морскими карбонатными породами – доломитами, мергелями и мраморами [22,23,29].

2.2.2 Отложения осадочного чехла

Стратиграфический разрез осадочного чехла исследуемой территории включает в себя отложения, самые древние из которых относятся к пермь-триасовому осадочному чехлу, а самые молодые образованы в четвертичный период.

В составе верхнепалеозойских-нижнемезозойских (пермь-триас) отложений Западно-Сибирской платформы преобладают континентальные терригенные слабонаклонные угленосные отложения (углы наклона слоев до 20°) со слабой метаморфизованностью. Мезозойский-кайнозойский чехол представляет собой терригенные осадочные породы морского, мелководно-морского или дельтового генезиса триасового-четвертичного возраста.

ТРИАСОВАЯ СИСТЕМА

На исследуемой территории триасовые отложения, залегающие на глубине около 7 км и относящиеся к Ямало-Гыданской фациальной области (Решение 6-го МСС, 2004) скважинами не вскрыты. По сейсмическим данным мощность пород триасовой системы варьируется от 400 до 2000 метров. Согласно данным по скважине, вскрывших бурением породы триаса на территории Уренгойского района, все отложения делятся на 2 интервала.

Нижний интервал представлен преимущественно эффузивами базальта с прослоями туфов аймальской, коротчаевской и хадырьяхской свит красноселькупской серии. Вскрытая мощность достигает 500 м.

В верхнем интервале залегают континентальные терригенные осадки средне–верхнетриасового возраста, выделенные в тампейскую серию. В составе серии выделяют: *нурскую свиту (T_{2a-l}–T_{3k})*, мощностью около 400 м, представленную темно–серыми, местами зеленоватыми алевролитами и аргиллитами с прослоями песчаников, залегающих несогласно на породах красноселькупской серии; *варенгаяхинскую свиту (T_{3k-n})*, мощностью около 185 м, представленную толщей однородных массивных слабослюдистых аргиллитов серого и темно–серого цвета с единичными пластами песчаников и конгломератов; и *витютинскую свиту (T_{3n-r})*, (мощность около 65 м), сложенную серыми полимиктовыми песчаниками с пачками аргиллитов и конгломератов.

ЮРСКАЯ СИСТЕМА

Отложения юрской системы залегают согласно на осадочных образованиях тампейской серии и представлены породами всех трех отделов. Юрские отложения в пределах исследуемой территории делятся на два крупных стратиграфических комплекса: ниже-среднеюрский и верхнеюрский. Ниже-среднеюрские отложения на территории изучаемого объекта отнесены к Ямало-Гыданской фациальной области и бурением не изучены. Ниже–среднеюрские отложения представлены морскими и

мелководно–морскими терригенными осадками большехетской серии в составе которой выделяют: зимнюю, левинскую, шараповскую, китербютскую, надояхскую, лайдинскую, вымскую, леонтьевскую и малышевскую свиты.

Зимняя свита (J_{1g-s-pl}) представлена морскими и прибрежно-морскими зеленовато–серыми, светло–серыми, буровато–серыми песчаниками с прослоями алевролитов, аргиллитов и конгломератов. Мощность свиты около 400 м. Породы **левинской свиты (J_{1pl})** представляют собой темно–серые, иногда буроватые аргиллиты с прослоями мелкозернистых алевролитов с рассеянной галькой. Мощность свиты составляет от 10 до 80 м. **Шараповская свита (J_{1pl})**, мощностью от 100 до 200 м, сложена мелководно- и прибрежно-морскими темно–серыми или серыми алевролитами, аргиллитами, светло–серыми песчаниками с прослоями конгломератов или гравелитов. **Китербютская свита (J_{1t})** представляет собой толщу темно–серых, черных аргиллитов или тонкоотмученных глин и прослоями алевролитов и песчаников. Мощность свиты колеблется от 40 до 60 м. **Надояхская свита (J_{1t}–J_{2a})**, мощностью от 185 до 300 м, представлена переслаиванием мелководно-морских, дельтовых светло- и зеленовато-серых песчаников и алевролитов, и темно-серых массивных аргиллитов. **Лайдинская свита (J_{2a})** сложена морскими и мелководно-морскими темно–серыми, тонкослоистыми аргиллитами, с маломощными прослоями алевролитов, мелкозернистых песчаников и конкреций сидерита. Мощность свиты от 45 до 100 м. **Вымская свита (J_{2b})** представлена переслаиванием мелководно-морских, прибрежных светло–серых, серых песчаников, с серыми, коричневато–серыми алевролитами, и темно–серыми аргиллитоподобными глинами. Толщина свиты варьируется от 70 до 280 м. **Леонтьевская свита (J_{2b})** сложена из морских тонкоотмученных буровато-серых тонкоотмученных глин и аргиллитов с прослоями песчаника. Мощность свиты составляет от 55 до 70 м. **Малышевская свита (J_{2b}–bt)** сложена морскими, прибрежно – и мелководно–морскими, продельтовыми серыми, коричневато–серыми,

светло-серыми мелкозернистыми песчаниками, серыми алевролитами с прослоями темно-серых аргиллитов с включениями антраконита. Мощность свиты составляет около 200-300 м.

Глинистые отложения позднего келловоя, верхней юры и раннего берриаса (нижнемеловая система) морского генезиса трансгрессивно перекрывают породы среднеюрского возраста. Установлено, что келловей-верхнеюрские отложения на данной территории принадлежат к Тазо-Хетскому, Фроловско-Тамбейскому и Гыданскому структурно-фациальным районам (Решение 6-го МСС, 2004).

В пределах Тазо-Хетского структурно-фациального района выделяют: точинскую, сиговскую, яновстанскую свиты.

Точинская свита (J_2k-J_3o) представлена темно-серыми, иногда с буроватым оттенком, глинами и аргиллитами, мощностью до 200 м, с прослоями песчаников и алевролитов. **Сиговская свита (J_3o-J_3km)** состоит из 2 подсвит: нижняя представлена светло-серыми песчаниками и алевролитами, с прослоями буроватых аргиллитов, мощностью до 200 м (пласты СГ₅ – СГ₇), верхняя представлена темно-серыми глинами и алевролитами с прослоями, и пластами серых песчаников (пласты СГ₁₋₂), общей мощностью от 20 до 200 м. В подошве верхнесиговской подсвиты может располагаться пласт, сложенный зеленоватыми, плохо сортированными глауконитовыми песчаниками и алевролитами (барабинская пачка – около 5 м). **Яновстанская свита (J_3km-K_1b)** представлена темно-серыми с зеленоватым оттенком аргиллитоподобными глинами и аргиллитами с прослоями песчаников и алевролитов. Мощность свиты колеблется от 200 до 700 м.

На территории Гыданского структурно-фациального района выделяется единственная **Гольчихинская свита (J_2k-K_1b)**, представленная темно-серыми и серыми, иногда с буровато-коричневым оттенком глинами и аргиллитами с прослоями битуминозных глин. Гольчихинская свита является региональным флюидоупором для среднеюрского НГК. Мощность свиты составляет 450 м.

В пределах Фроловско-Тамбейского структурно-фациального района скважинами вскрывают отложения абалакской и баженовской свит. **Абалакская свита (J_{2k}–J_{3tt})** представлена преимущественно серыми, темно-серыми, тонкоотмученными и аргиллитоподобными глинами с примесью глауконита. Мощность абалакской свиты оценивается от 16 до 45 м. Подошва свиты сложена отложениями пирита и слюды. **Баженовская свита (J_{3tt})** сложена черными, битуминозными глинами, мощность до 100 м.

МЕЛОВАЯ СИСТЕМА

В соответствии с принятым стратиграфическим расчленением пород мелового возраста в пределах Западно-Сибирской молодой платформы, их можно разделить на три основных комплекса: неокомский, апт-альб-сеноманский и турон-маастрихский.

Согласно структурно-фациальному районированию территории Западной Сибири, породы берриас-нижнеаптского возраста выделяют в пределах Уренгойско-Пурпейского, Тазовского и Енисей-Хатангского литофациальных районов. Однако принятая схема стратиграфического расчленения неокомского интервала разреза на ряд структурно-фациальных районов, в каждом из которых существует свой набор свит, не отражает в полной мере всю сложность строения данных отложений. Для простоты описания стратификации разреза используются свиты Енисей-Хатангского фациального района.

Таким образом, неокомские отложения в пределах Большехетской впадины условно делят на три свиты: нижнехетская (соответствующая мегионской и сортымской), суходудинская (соответствующая заполярной и нижней части тангаловской) и малохетская (соответствующая верхней части тангаловской). **Нижнехетская свита (K_{1b2}–v₁)** трансгрессивно залегает на отложениях верхне-среднеюрского периода и представляет собой переслаивание темно-серых аргиллитоподобных глин и светло-серых алевролитов и песчаников. Мощность от 50 до 600 м. Стоит отметить, что

верхняя часть свиты представлена песчано-алевритовыми шельфовыми пластами, а в нижней части прослеживаются склоновые, клиноформенные песчано-алевритовые пласты ачимовской толщи. *Суходудинская свита (K_{1v2}-h₁)* так же характеризуется клиноформенным строением и представлена неравномерным переслаиванием светло-серых или серых песчаников и алевролитов, а также темно-серых аргиллитоподобных глин, мощность от 55 до 500 м. *Малохетская свита (K_{1h2}-a₁)* залегает несогласно на суходудинской свите и сложена светло-серыми, мелко- и среднезернистыми песчаниками с редкими прослоями серых алевролитов и глин. Мощность колеблется от 150 до 350 м.

Согласно принятой схеме районирования апта-сеномана Западной Сибири, Тазовско-Уренгойский литофациальный район следует считать основным. В пределах данного района выделяют *покурскую свиту (K_{1-2pk})*, разделенную на 3 подсвиты. Нижняя подсвита (ПК₁₇-ПК₂₂) сложена светло-серыми плохо сцементированными песчаниками, иногда с зеленоватым оттенком, часто каолинизированными, с чередованием глин и алевролитов (мощность около 200 м). Средняя подсвита (ПК₇-ПК₁₆) представлена чередованием светло-серых, часто каолинизированных песчаников с пачками глин, глинистых алевролитов зеленоватых, буроватых оттенков. Мощность подсвиты достигает 500 м. Верхняя подсвита (ПК₁-ПК₆) представлена серыми песчаниками, темно-серым до серых глинами алевролитистыми. Мощность около 350 м.

Отложения турон-маастрихта в пределах рассматриваемой зоны выделяются на Ямало-Уренгойском, Тазовском и Усть-Енисейский районах.

В пределах Ямало-Уренгойского района выделяют кузнецовскую, березовскую и ганькинскую свиты. *Кузнецовская свита (K_{2t})* согласно залегает на породах покурской свиты и сложена серыми и зеленовато-серыми, реже бурыми глинами с включениями глауконита, мощностью от 40 до 200 м. *Березовская свита (K_{2k}-st-km)* представлена серыми опоками и темно-серыми глинами с прослоями мергелей и сидерита. Мощность свиты от 80 до

200 м. *Ганькинская свита (K₂t)* представлена серыми и зеленовато-серыми алевритовыми глинами с прослоями карбонатных конкреций. Мощность варьируется от 40 до 240 м. Тазовский район охватывает кузнецовскую, часельскую и танамскую свиты. *Часельская свита (K₂k–st–km)* представлена переслаиванием серых глинистых алевролитов и алевролитистых глин, мощностью до 650 м. *Танамская свита (K₂km–m)* представлена серыми песками и алевролитами с прослоями серых алевритовых глин. Оцениваемая мощность от 30 до 140 м. В пределах Усть-Енисейского района выделяют дорожковскую, насоновскую, салпадинскую и танамскую свиты. *Дорожковская свита (K₂s–t)* сложена преимущественно глинистыми отложениями с прослоями алевролитов зеленовато- и буровато-серых с включениями глауконита. Мощность варьируется от 45 до 130 м. *Насоновская свита (K₂t–k–st–km)* характеризуется алевритово-песчаным составом, с включениями глауконита и карбонатных конкреций. Мощность свиты от 250 до 500 м. *Салпадаяхинская свита (K₂km–m)* представлена глинами светло-серыми опоковидными, с прослоями пестроцветных алевритов.

ПАЛЕОГЕНОВАЯ СИСТЕМА

Палеогеновая система представлена переслаиванием глинистых песков и алевролитов, с редкими включениями сидеритов палеоценового, эоценового и частично олигоценного возраста.

НЕОГЕНОВАЯ СИСТЕМА

Отложения данной системы в пределах Большехетской впадины не установлены.

ЧЕТВЕРТИЧНАЯ СИСТЕМА

Породы четвертичной системы со стратиграфическим несогласием залегают на породах палеогеновой системы и представлены в виде супесчано-

суглинистых осадков, с подчиненными прослоями и пачками песчано-гравийно-галечникового материала и бурых углей [22,23,29].

2.3 Тектонические особенности объекта исследования

Большехетская впадина, вблизи которой расположено месторождение X, в плане тектонического строения является отрицательной структурой I порядка, осложняющей Надым-Тазовскую синеклизу. Большехетскую впадину также обрамляют структуры I порядка (Рисунок 2.2). На севере это – Усть-Портовский мегавал (XVII), на западе - Нижнемессояхский мегавал (XXXIII), на востоке – Хальмерпаютинский мегавал (CLXVII), на юге Марояхинский мегапрогиб (CLXVIII).

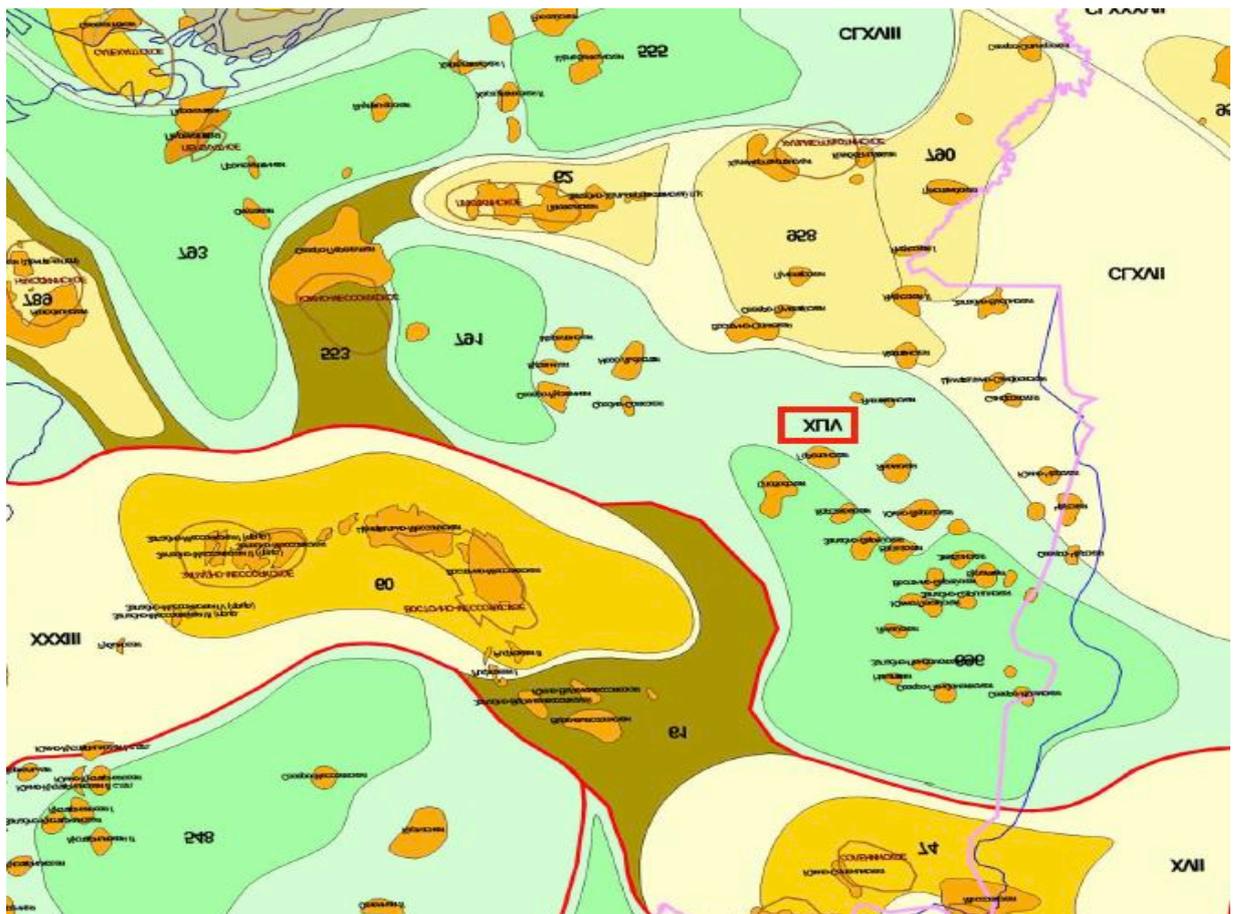


Рисунок 2.2 – Фрагмент структурной схемы и районирования чехла Западно-Сибирской плиты на подошве юрско-кайнозойского плитного комплекса [Нестеров, 1984]

С тектонической точки зрения на исследуемой территории в зависимости от возраста, характера складчатости и метаморфизованности, выделяют три структурных этажа, приуроченных к соответствующим тектоно-стратиграфическим комплексам (Рисунок 2.3).

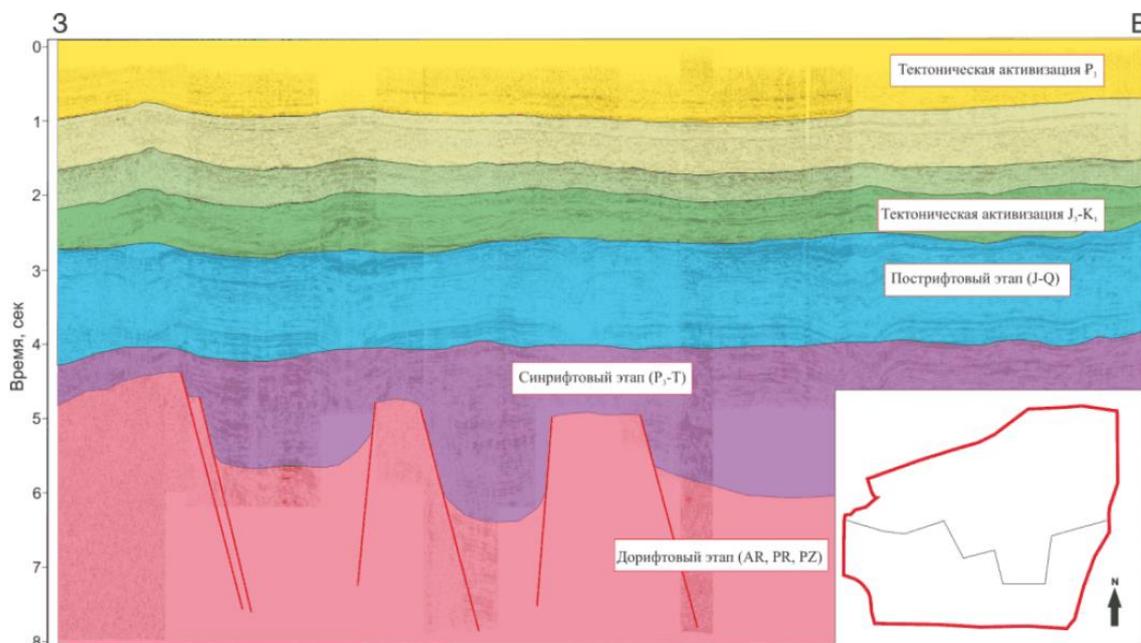


Рисунок 2.3 – Выделение тектоно-стратиграфических комплексов Большехетской впадины на основе композитного сейсмического профиля [Колосков, 2013]

Нижний этаж, образованный в *дорифтовую стадию (PZ)* развития территории, слагают дислоцированные и метаморфизированные допалеозойские, реже нижнепалеозойские складчатые образования фундамента Западно-Сибирской плиты. Глубина залегания пород данного структурного этажа увеличивается в сторону наиболее погруженного Уренгойского желоба.

Средний этаж, образованный на рубеже перми и триаса в *синрифтовую стадию (P3-T)* включает формации характеризующиеся слабой дислоцированностью и низкой степенью метаморфизма. Данная стадия характеризуется формированием системы континентальных рифтов, комплексов горстов и грабенов, образованием сбросов и изливанием базальтов.

Верхний этаж представляет собой осадочный чехол Западной Сибири, сложенный терригенными отложениями мезозойско-кайнозойского возраста (*пострифтовая стадия (J-Q)*) Отличительной особенностью пострифтовой стадии является термальное прогибание осадочного чехла за счет остывания коры после прогрева в синрифтовую стадию. Осадконакопление осуществлялось в относительно спокойном тектоническом режиме.

В тектонической истории исследуемого региона выделяют также два этапа тектонической активизации.

Во время *верхнеюрского-мелового этапа (J₃-K₁)* активизировались тектонические процессы тангенциального сжатия, связанные с раздвиганием океанических литосферных плит в северных широтах, в результате чего образовались структурные поднятия – валы в пределах северной части Западной Сибири. В том числе был сформирован Нижнемессояхский мегавал, ограничивающий с севера район Большехетской впадины. Следующая тектоническая активизация Западно-Сибирского бассейна, связанная с образованием современных положительных структур приурочена к *олигоценовому этапу (Pg₃)* [29].

2.4. Нефтегазоносность

Согласно схеме нефтегазогеологического районирования Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (ВНИГНИ, 2021), территория Большехетской впадины расположена в пределах 3 областей: южная часть относится к Пур-Тазовской НГО, северо-восточная часть – к Енисей-Хатангской НГО, а северо-западная часть впадины, как и Мессояхский мегавал относятся к Гыданской НГО.

Большехетская впадина и Мессояхский пояс мегавалов являются крупными тектоническими элементами северо-восточной части Западной Сибири, на территории которых открыты крупные месторождения углеводородов: уникальное Ванкорское нефтяное месторождение, крупные

нефтегазовые месторождения, такие как Тагульское, Восточно-Мессояхское, Западно-Мессояхское и Сузунское.

По данным геохимических исследований, в разрезе исследуемой территории всего выделяют 10 нефтегазоматеринских пород (НГМП) (Таблица 2.1).

Таблица 2.1 – Нефтегазоматеринские породы [16]

Возраст	Структурный элемент
Нижнемеловая система	Нижнепокурская подсвита (яковлевская свита)
Верхнеюрская система (около 115 млн. лет)	Баженовская свита
	Сиговская свита
	Точинская свита
Среднеюрская система (около 140 млн. лет)	Мальшевская свита
	Леонтьевская свита
Нижнеюрская система (около 150 млн. лет)	Лайдинская свита
	Китебюрская свита
	Левинская свита
Триасовая система (около 200 млн. лет)	Объединенная толща

Согласно данным исследования степени преобразованности НГМП, выявлено, что нефтегазоматеринские породы триасовой системы принадлежат к окну газа поздней генерации. Материнские толщи ниже-среднеюрского возраста как в основном окне генерации газа, так и в позднем окне генерации нефти, а породы верхнеюрского возраста находятся в основном окне генерации нефти. В нижней части покурской свиты была выделена условная толща, генерирующая биогенный газ (Рисунок 2.4) [16].

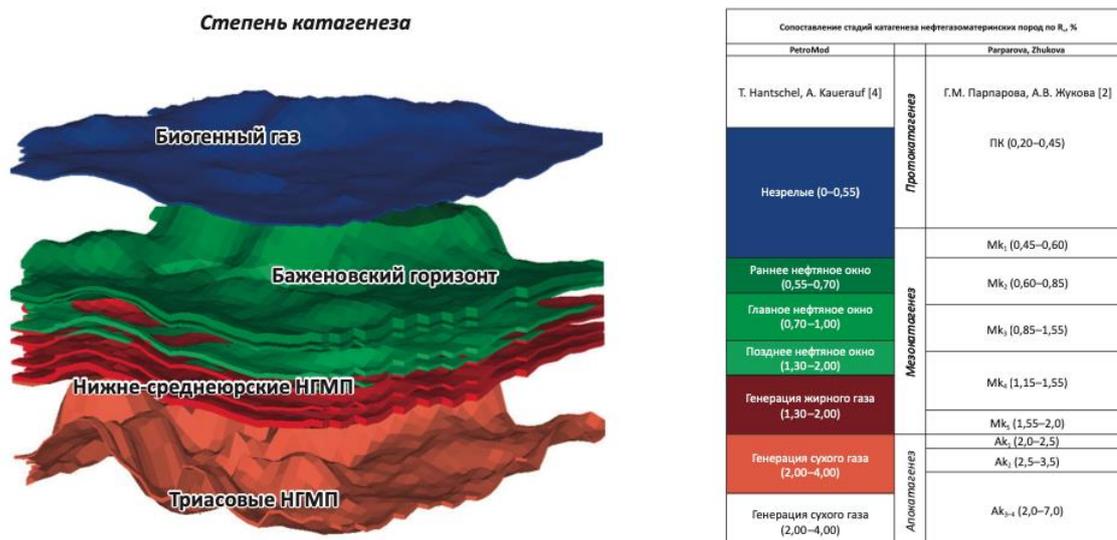


Рисунок 2.4 – Степень преобразованности нефтегазоматеринских пластов [Богданов, 2017]

По результатам бассейнового моделирования, апт-альб-сеноманский, неокомский и ачимовский комплексы являются наиболее перспективными. Большая часть всех аккумулированных углеводородов всей исследуемой территории сосредоточено в ловушках этих НГК. Всего же в разрезе выделяется 6 нефтегазоносных комплексов: ниже-среднеюрский, верхнеюрский, ачимовский, неокомский, апт-сеноманский и туронский [16,17].

Ачимовский НГК – комплекс берриас-ранневаланжинских отложений морского генезиса, залегающих в основании нижнехетской (мегионской) и, частично, суходудинской (заполярной) свит. Ачимовский комплекс представлен вытянутыми песчаными полосовидно-линзовидными телами субмеридиального простирания, распространенными в глинистых отложениях. Таким образом, ачимовская толща представляет собой ловушку структурного типа. Также в фондоформенных частях клиноформенного комплекса встречаются литологически ограниченные неструктурные ловушки. В качестве региональной покрывки служит толща глинистых отложений нижневаланжинского возраста. Нефтегазоносность ачимовского

комплекса в пределах Большехетской впадины установлена на Пякяхинском и других месторождениях (приток газа и газоконденсата) [22,23].

Неокомский НГК - комплекс, представляющий собой переслаивание песчано-алевритовых и глинистых пород морского, прибрежно-морского и мелководно-морского генезиса. Неокомские пласты – главный продуктивный объект Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Неокомский НГК характеризуется ярко-выраженным клиноформенным строением. Выделяют залежи литологического и структурного типов. Мощности продуктивных пластов достигают 50 м. На территории Большехетской впадины нефтегазоносность комплекса не установлена [22,23].

Апт-альб-сеноманский НГК выделяется в объеме нижней (ПК₂₂-ПК₁₈) и верхней части покурской свиты (пласты ПК₁₇-ПК₁) соответственно. Аптский подкомплекс представлен песчано-алевритистыми и глинистыми регрессивными осадками прибрежно-морских и континентальных обстановок. Ловушки относятся к структурно-литологическому и литологическим типам. Нефтегазоносность комплекса подтверждена на Находкинской, Пякяхинской, Ванкорской площадях. В пластах присутствуют газ, газовый конденсат и нефть. Альб-сеноманский подкомплекс сложен преимущественно континентальными алеврито-песчаными породами с локально, реже зонально, развитыми пластами и пачками алевритистых глин. В пределах Большехетской впадины практически на всех месторождениях разрабатываются пласты ПК₁₋₃. В пределах Мессояхской группы месторождений выделяют нефтеносные пласты покурской свиты. Флюидоупором являются стратиграфические ловушки сводового типа [22,23,26].

3 ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИИ С ПОМОЩЬЮ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

3.1 Цель исследования

В настоящее время процесс парогравитационного дренажа является передовой, быстро развивающейся и эффективной технологией добычи высоковязкой нефти, опробованной как за рубежом, так и на российских месторождениях. Тем не менее, как и любой метод увеличения нефтеотдачи применимость и, самое главное, эффективность процесса сильно зависят от различных геолого-физических и технологических условий.

Например, метод парогравитационного дренажа возможен только при наличии достаточного расстояния для расположения пары нагнетательной и добывающей скважин в нефтенасыщенном пласте (5-8 м). Таким образом, лимитирующим фактором для определения возможности проведения ПГД является мощность пласта не менее 10-15 м. Более плотное расположение горизонтальных скважин может привести к преждевременному прорыву воды или пара в добывающую скважину, что значительно снижает рентабельность процесса.

Процесс нагнетания горячего пара всегда сопровождается значительными теплотерями при движении по стволу скважины, поэтому идеальными кандидатами для применения данного метода являются неглубокозалегающие пласты до 1500 м глубиной. Помимо этого, бурение горизонтальных скважин подразумевает собой значительные капитальные затраты на их строительство, и добыча из глубокозалегающих пластов может оказаться экономически нерентабельной.

Ключевым параметром для всех фильтрационных процессов является проницаемость. Так как основной движущей силой в данной технологии является паровая камера, низкие значения проницаемости, как по горизонтали, так и по вертикали могут препятствовать ее росту, снижая эффективность добычи.

Параметром, сдерживающим распространение паровой камеры, является наличие непроницаемых барьеров. Известно, что наличие большого числа непроницаемых барьеров негативно влияет на эффективность процесса тепловой обработки пласта, однако это не является критическим условием невозможности проведения ПГД. Напротив, в работе [35] показано, что непроницаемый барьер (если расположен ближе к нагнетающей скважине) не приводит к снижению эффективности процесса ввиду того, что паровая камера, распространяясь вверх и по латерали не позволяет нефти легко течь к добывающей скважине на начальном этапе (первые годы разработки), но увеличивает накопленную добычу на поздних этапах разработки.

Важным параметром также является наличие водонасыщенного горизонта в подошве нефтенасыщенного пласта. Теоретически, в отсутствие водонасыщенного горизонта, добывающую скважину в идеальном случае необходимо располагать как можно ближе к подошве пласта, чтобы максимизировать добычу нефти. Однако, наличие воды не является редкостью для залежей высоковязкой нефти. Наличие водонасыщенного пласта может существенно повлиять на эффективность процесса ПГД, поскольку вода, обладая высокой теплопроводностью, потенциально может снизить тепловую эффективность распространения паровой камеры и, соответственно, теплообмена между нефтью и паром, если она станет поглощать тепло. Таким образом, необходима возможность проводки добывающей скважины на расстоянии не менее 5 м от кровли водонасыщенного пласта [47, 49].

На эффективность процесса также влияет наличие газовой шапки. Залежь с неистощенной газовой шапкой приносит наибольшую пользу для разработки методом ПГД. На практике эта ситуация возможна либо на начальном этапе разработки залежи, либо при поддержании давления газовой шапки, например, с помощью закачки газа или при наличии непроницаемого барьера между газо- и нефтенасыщенными пластами. На более позднем этапе следует провести экономическую оценку проекта с учетом масштабов газовой шапки, уровня истощения, объемов закачки, инфраструктуры и т. д. [47].

Основными технико-экономическими факторами для оценки эффективности технологии являются два параметра, такие как: паронефтяное отношение SOR (steam-oil ratio) и обводненность продукции W .

Паронефтяное отношение определяется как объем воды, который требуется преобразовать в пар, при определенных условиях, для добычи одной единицы объема нефти (Формула 3.1):

$$SOR = \frac{Q_s}{Q_o} \quad (3.1)$$

где Q_s – объемный расход пара, ст. m^3 ;

Q_o – объемный дебит нефти, ст. m^3 .

При слишком большом удельном расходе пара на единицу добываемой нефти увеличиваются эксплуатационные затраты на нагрев и закачку пара и, соответственно, снижается рентабельность процесса.

Обводненность продукции вычисляется как отношение объёмного дебита воды к суммарному объёмному дебиту нефти и воды (Формула 3.2):

$$W = \frac{Q_w}{\rho_w \left(\frac{Q_w}{\rho_w} + \frac{Q_o}{\rho_o} \right)} \quad (3.2)$$

где Q_w – объемный дебит воды, ст. m^3 ;

Q_o – объемный дебит нефти, ст. m^3 ;

ρ_w – плотность воды, kg/m^3 ;

ρ_o – плотность нефти, kg/m^3 .

Добыча нефти всегда сопровождается попутной добычей воды. Разработка месторождения считается нерентабельной, если обводненность продукции достигает 98 %.

3.2 Анализ исходных данных

Для моделирования процесса парогравитационного дренажа была выбрана гидродинамическая модель района скважины N месторождения X. Залежь массивная, тектонически экранированная, газонефтяная (эффективная нефтенасыщенная толщина – 19,5 м) с наличием подошвенной воды (-820,5 – 831,4) и газовой шапки (-769,3 – -774,8). Основные параметры залежи в модели представлены в Таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Параметры гидродинамической модели

Параметр	Значение	Единицы измерения
Общее количество активных ячеек	353561	шт.
Количество ячеек i	83	шт.
Количество ячеек j	71	шт.
Количество ячеек k	88	шт.
Первоначальные запасы нефти	60,004	млн. ст. м ³
Среднее значение горизонтальной проницаемости, k_h	371,14	мД
Среднее значение вертикальной проницаемости, k_v	32,28	мД
Среднее значение пористости	0,30	д. е.
Начальная температура пласта	16	°С

Коллектор представляет собой слабоконсолидированный песчаник, характеризующийся высокой неоднородностью фильтрационно-емкостных свойств. Пласт не глубокий, характеризуется низкой температурой и минерализацией. Нефть характеризуется аномально высоким значением вязкости.

Модель композиционная: газ (C_{1+}), нефть (C_{5+}), вода. Физико-химические свойства пластовых флюидов представлены в Таблице 3.2, а также на Рисунке 3.1.

Таблица 3.2 – Физико-химические свойства пластовых флюидов

Параметр (в пластовых условиях)	Значение	Единицы измерения
Плотность нефти	935	кг/м ³
Вязкость нефти	>100	сПз
Плотность газа	0,699	кг/м ³
Вязкость газа	≅0,13	сПз
Плотность воды	1010	кг/м ³
Вязкость воды	≅1	сПз

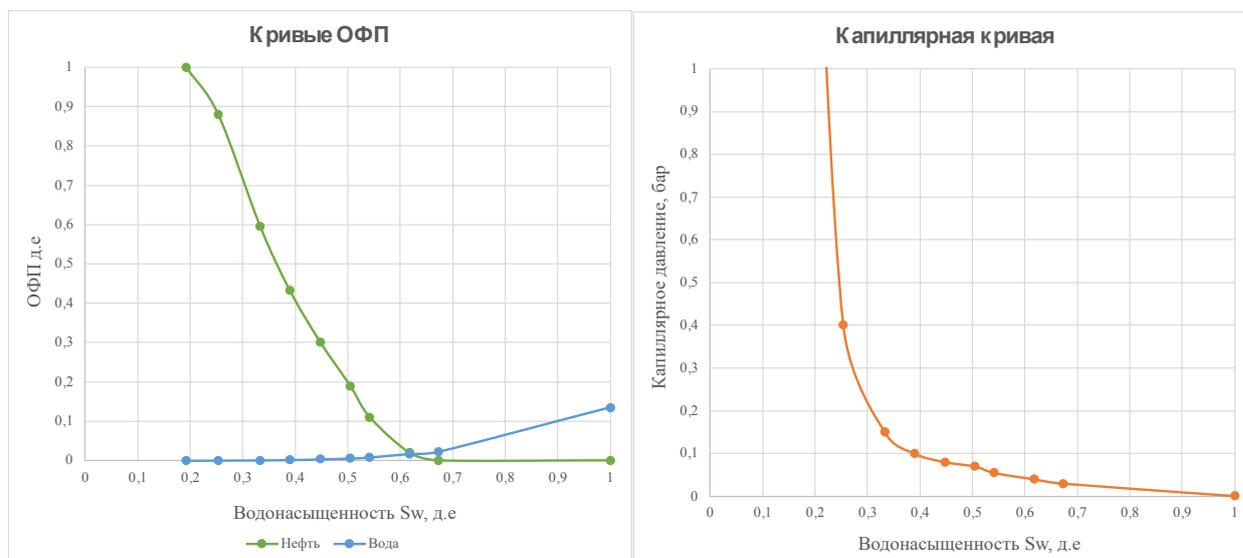


Рисунок 3.1 – Исходные диаграммы: а – кривые относительных фазовых проницаемостей, б – кривая капиллярного давления [Составила: Анерт Д. С., 2023]

Анализ исходных геолого-физические свойств коллектора и свойств флюидов показал, что проведение процесса парогравитационного дренажа в данных условиях возможно. Однако, следует обратить особое внимание на

высокую неоднородность пластов, которая может привести к снижению темпов роста паровой камеры.

3.3 Гидродинамическое моделирование процесса

Парогравитационный дренаж осуществляется с использованием пары параллельных скважин (нижняя – добывающая, верхняя – нагнетательная). Поэтому на начальном этапе моделирования на изучаемом участке были проведены 4 пары горизонтальных скважин. Зарубежными авторами предложены оптимальные параметры для проводки скважин такие, как:

- 1) длина горизонтального окончания - от 300 до 1200 м (в данной работе принято 600 м),
- 2) расстояние по вертикали между парой скважины – от 5 до 15 м (в данной работе принято расстояние в 10 м),
- 3) минимальное расстояние от добывающей скважины до кровли водонасыщенного пласта – не менее 5 м (в данной работе принято 15 м).

Также подобраны требуемые параметры нагнетания пара, такие, как давление нагнетания, массовое содержание пара (качество пара), количество, скорость нагнетаемого пара и его температура.

Давление нагнетания пара выбирается таким образом, чтобы нижний предел давления был выше, чем давление пласта, для достижения необходимой приемистости закачки. А верхний предел давления не превышал давление гидроразрыва. Если пар закачивается под давлением выше необходимого, в пласте образуются трещины, которые приводят к появлению поровых каналов и, соответственно, снижению добычи нефти.

Наиболее эффективно нагнетание перегретого пара, однако, величина массового паросодержания определяется, главным образом, техническими характеристиками парогенераторов, которые в свою очередь могут

генерировать пар с качеством в диапазоне от 0,7 до 0,8 д. е. В данной работе сухость пара взята 0,7.

Выбор количества и скорости нагнетаемого пара обусловлены первоначальными термо-физическими и геологическими параметрами пласта и пределами рентабельности процесса. Количество пара и скорость его нагнетания на начальном этапе должны быть достаточными для инициирования роста паровой камеры, на следующих этапах эти величины могут варьироваться. Температура не оказывает большого влияния на эффективность процесса, однако, также выбирается в зависимости от геологических условий пласта. Тем временем, выбор высоких значений этих параметров увеличивает эксплуатационные затраты и увеличивает вероятность прорыва пара в добывающую скважину.

Далее были определены основные параметры работы скважин на всех этапах разработки методом парогравитационного дренажа. Традиционно технология включает в себя 4 основных фазы: предварительный прогрев, фаза высокого давления, фаза низкого давления, основная фаза добычи.

Ввиду высокой вязкости нефти и низкой температуры резервуара, нефть практически неподвижна. Стадия предварительного нагрева необходима для установления равномерной термогидравлической связи между верхней нагнетательной скважиной и нижней добывающей и облегчения инициации процесса гравитационного дренажа. Предварительный нагрев может осуществляться с помощью пароциклической обработки или продолжительной закачки пара в течение первых нескольких месяцев. Обычно при предварительном нагреве пар закачивается как в верхнюю нагнетательную, так и в нижнюю добывающую скважины, одновременно может также проводиться отбор конденсированной жидкости и части разогретой тяжелой нефти через затрубное пространство. После окончания этой фазы нижняя скважина переводится в добывающей фонд, а отбор по затрубному пространству верхней скважины останавливается.

Далее следует фаза высокого давления, в которой происходит интенсивное нагнетание пара, прогрев зоны вокруг верхней нагнетательной скважины и рост паровой камеры. По мере того, как пар начинает приближаться к добывающей скважине, его избыток может привести к прорыву пара, поэтому разработка переводится в фазу низкого (сброса) давления для ликвидации пара вблизи нижней скважины. Обе фазы длятся не более нескольких месяцев.

Когда термогидравлическая связь между обеими скважинами установлена, и достаточны условия для роста правой камеры, процесс ПГД вступает в основную фазу. В это время скважины выводятся на установленные по проекту режимы закачки и отбора, и поддерживаются соответствующие величины температуры и давления [40].

3.4 Оптимизация параметров

3.4.1 Режимы работы

Классические схемы разработки залежи с использованием основных тепловых методов увеличения нефтеотдачи подразумевают непрерывную закачку пара на всем цикле добычи нефти. Однако, в работе [33] было доказано, что процесс может быть оптимизирован путем изменения непрерывного режима закачки на периодическое нагнетание пара с остановками через некоторые промежутки времени, например, цикл каждые полгода, год или несколько лет. За счет увеличения периодов нагнетания-остановки снижается паронефтяной фактор, сокращаются тепловые потери, а также увеличивается накопленный дебит нефти.

В данной работе сравнивались следующие варианты нагнетания пара:

- непрерывное,
- 6 месяцев нагнетания пара / 6 месяцев остановки,
- 12 месяцев нагнетания пара / 12 месяцев остановки.

Сравним работу предложенных режимов с помощью графиков (Рисунки 3.2, 3.3, 3.4) накопленных показателей разработки.

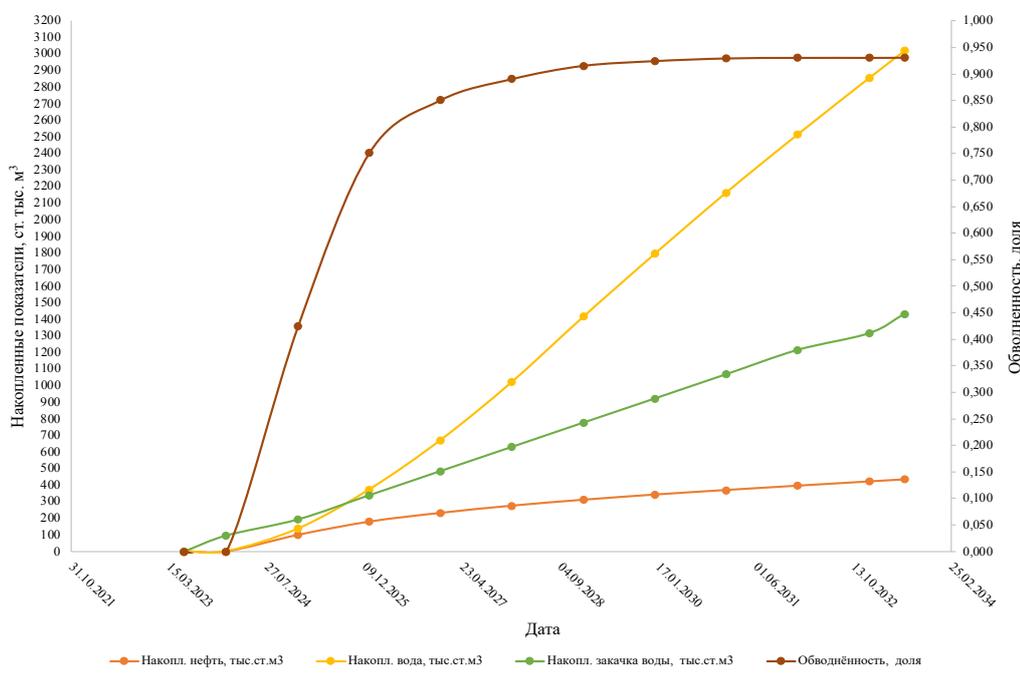


Рисунок 3.2 – График накопленных показателей разработки (непрерывный режим) [Составила: Анерт Д. С., 2023]

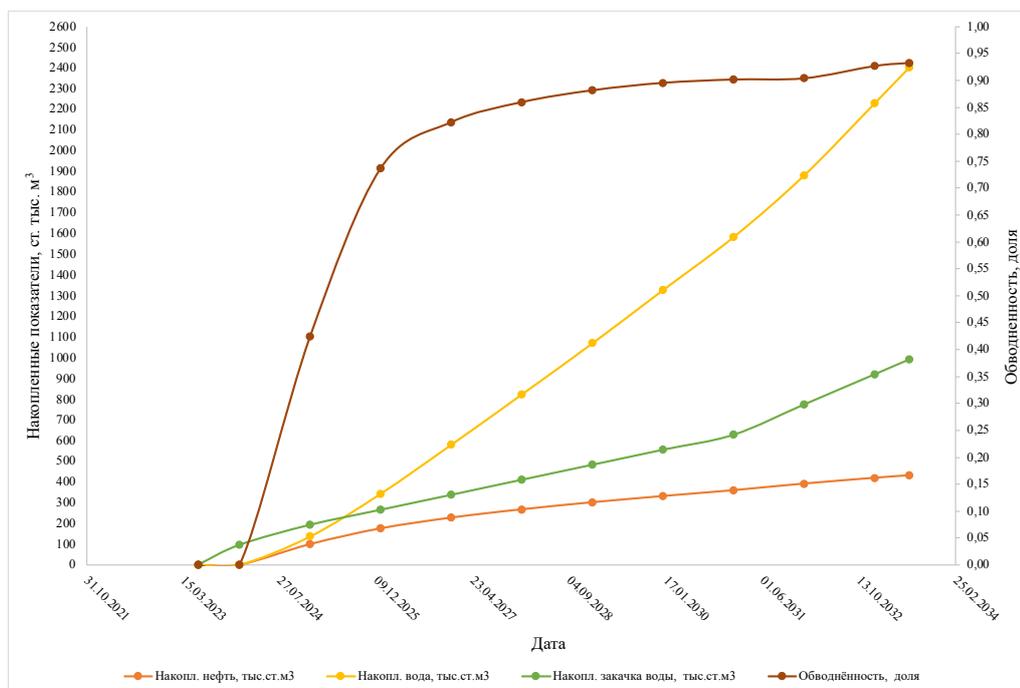


Рисунок 3.3 – График накопленных показателей разработки (режим 6/6) [Составила: Анерт Д. С., 2023]

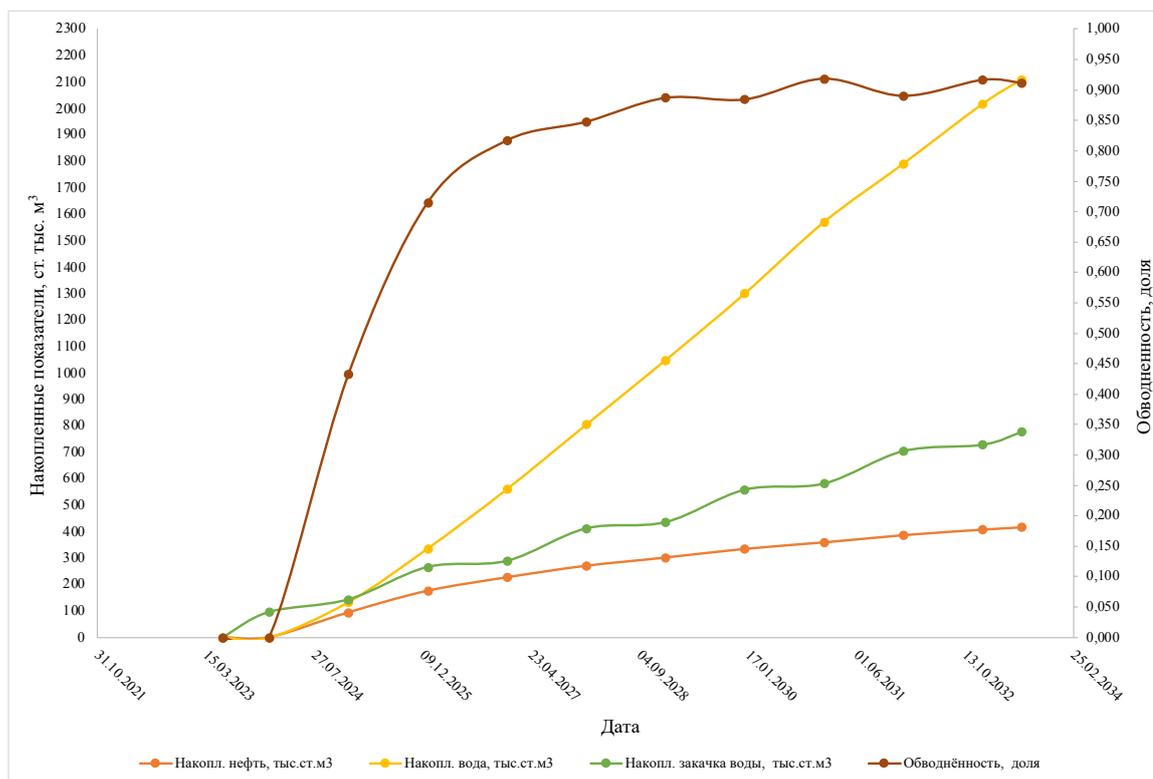


Рисунок 3.4 – График накопленных показателей разработки (режим 12/12)
[Составила: Анерт Д. С., 2023]

Можно заметить, что при непрерывном нагнетании пара увеличивается как добыча нефти, так и добыча воды, тем самым увеличивается доля обводненности скважин, которая в свою очередь приведет к снижению срока использования скважинного оборудования. При периодическом нагнетании значительно снижается доля добытой воды, а также уменьшается удельное количество пара, необходимого для добычи 1 тонны нефти (паронефтяной фактор), что значительно снижает операционные затраты на проведение процесса. При увеличении продолжительности периодов нагнетания-остановки наблюдается тренд на уменьшение добычи нефти. Это может быть связано с замедлением роста паровой камеры и как в следствии, преждевременным остыванием добываемой нефти. Таким образом, оптимальным вариантом является схема 6/6 (Таблица 3.3).

Таблица 3.3 – Сравнение результатов моделирования в зависимости от режима работы

Показатели на конец расчетного периода	Режимы работы		
	Непрерывно	6/6	12/12
Накопленный дебит нефти, тыс. ст. м ³	434,73	432,14	417,12
Накопленный дебит воды, тыс. ст. м ³	3021,66	2401,99	2109,99
Паронефтяной фактор, м ³ /м ³	3,29	2,29	1,86
Обводненность, д.е.	0,935	0,932	0,912

3.3.2 Количество нагнетаемого пара

Количество нагнетаемого пара подбирается индивидуально для определенных геологических характеристик залежи. При этом большое количество нагнетаемого пара не только увеличивает эксплуатационные затраты на реализацию процесса, но также увеличивает риск преждевременного прорыва пара в добывающую скважину. Известен метод оптимизации процесса, в котором на этапе предварительного прогрева нагнетается наибольшее количество, а на этапе добычи эта величина снижается для уменьшения затрат и риска преждевременного прорыва пара. В данной работе принято, что количество нагнетаемого пара на этапе предварительного нагрева составляет 300 м³/день.

Далее промоделировано три варианта оптимизации процесса:

- количество нагнетаемого пара на этапе добычи – 50 м³/день,
- количество нагнетаемого пара на этапе добычи – 100 м³/день,
- количество нагнетаемого пара на этапе добычи – 200 м³/день.

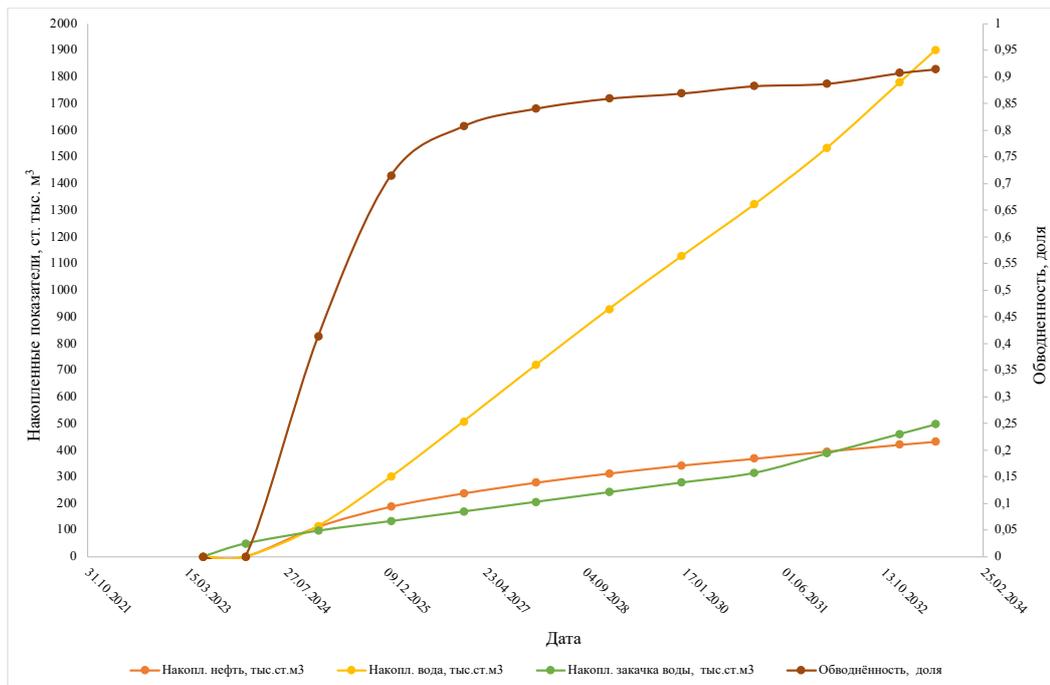


Рисунок 3.5 – График накопленных показателей разработки (50 м³/день)
[Составила: Анерт Д. С., 2023]

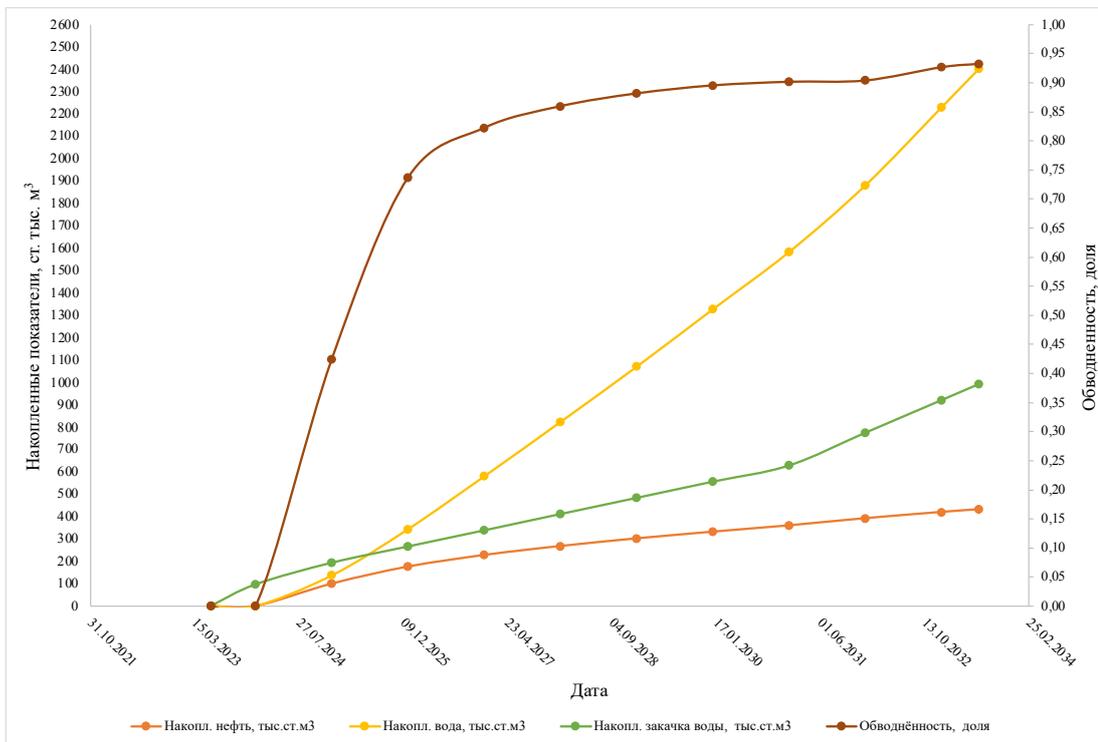


Рисунок 3.6 – График накопленных показателей разработки (100 м³/день)
[Составила: Анерт Д. С., 2023]

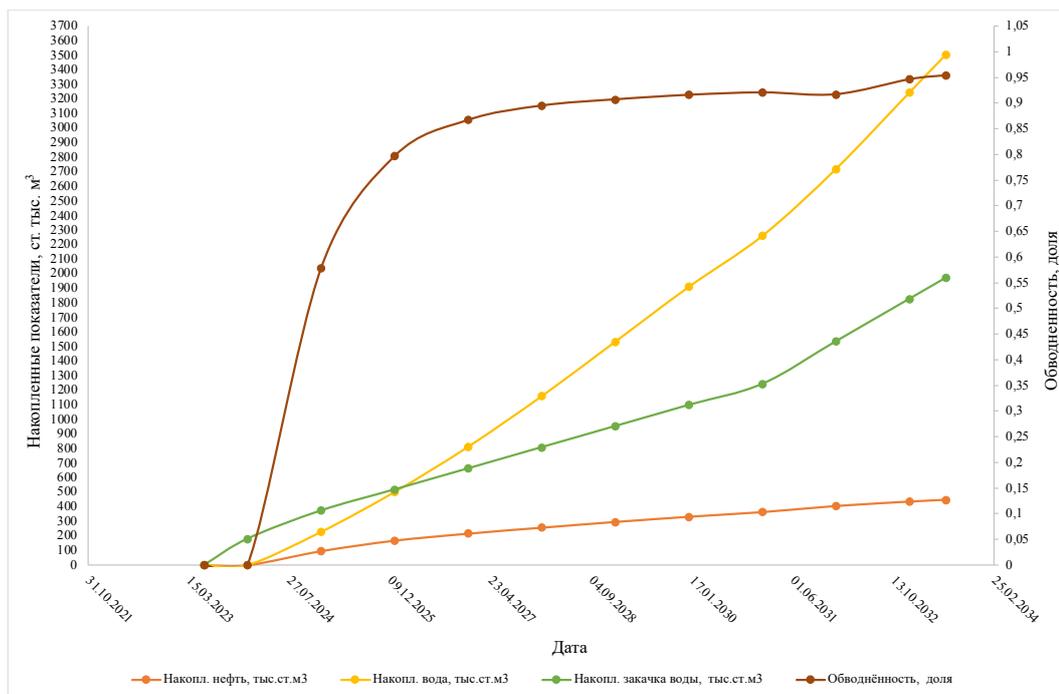


Рисунок 3.7 – График накопленных показателей разработки (200 м³/день)
[Составила: Анерт Д. С., 2023]

Как видно из графиков (Рисунки 3.5, 3.6, 3.7), при увеличении количества нагнетаемого пара действительно увеличиваются дебиты нефти и воды, а также значительно увеличивается паронефтяной фактор. Для уменьшения обводненности скважины и снижения затрат на процесс, оптимальным вариантом выбрано количество нагнетаемого пара – 50 м³ в день (Таблица 3.4).

Таблица 3.4 – Сравнение результатов моделирования в зависимости от количества нагнетаемого пара

Показатели на конец расчетного периода	Количество нагнетаемого пара		
	50 м³/д	100 м³/д	200 м³/д
Накопленный дебит нефти, тыс. ст. м³	431,73	432,14	447,42
Накопленный дебит воды, тыс. ст. м³	1902,45	2401,99	3503,28
Паронефтяной фактор, м³/м³	1,15	2,29	4,41
Обводненность, д.е.	0,916	0,932	0,954

3.3.3 Температура пара

Как уже было сказано, температура пара должна обеспечивать непрерывный рост паровой камеры и значительное снижение вязкости нефти для повышения эффективности процесса. Пар с низкой температурой, при контакте с холодной нефтью быстрее охлаждается и ожидаемый эффект может и не быть достигнут. Тем не менее, слишком высокие значения температуры не только увеличивают расходы на нагрев и закачку пара, а также могут инициировать дополнительный вынос песка из слабokonсолидированного коллектора [39].

Далее было промоделировано три варианта оптимизации процесса:

- температура нагнетаемого пара – 150 °С,
- температура нагнетаемого пара – 225 °С,
- температура нагнетаемого пара – 300 °С.

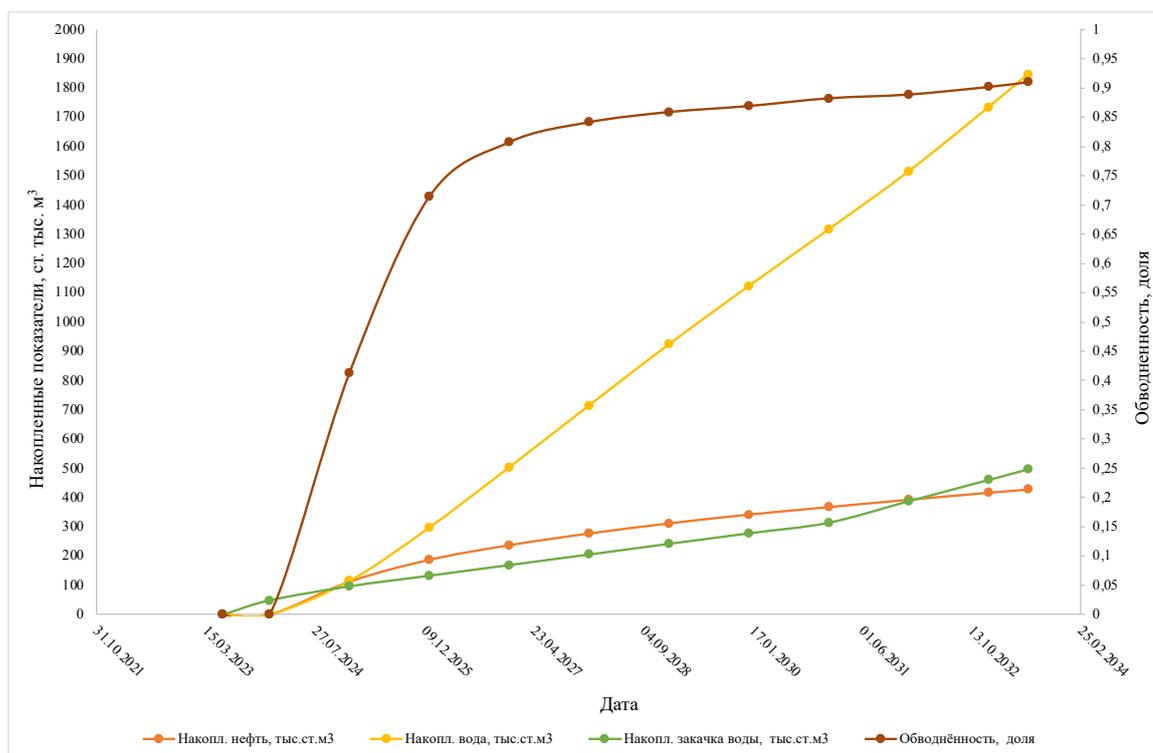


Рисунок 3.8 – График накопленных показателей разработки (150 °С)
[Составила: Анерт Д. С., 2023]

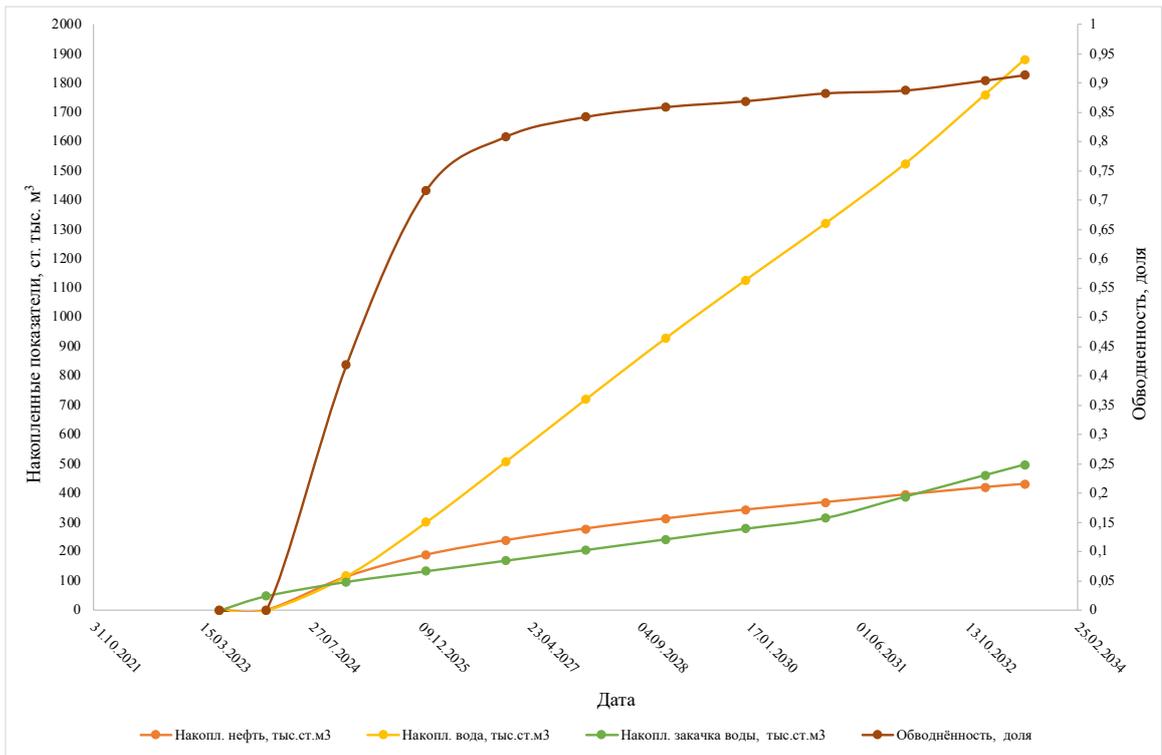


Рисунок 3.9 – График накопленных показателей разработки (225 °C)
[Составила: Анерт Д. С., 2023]

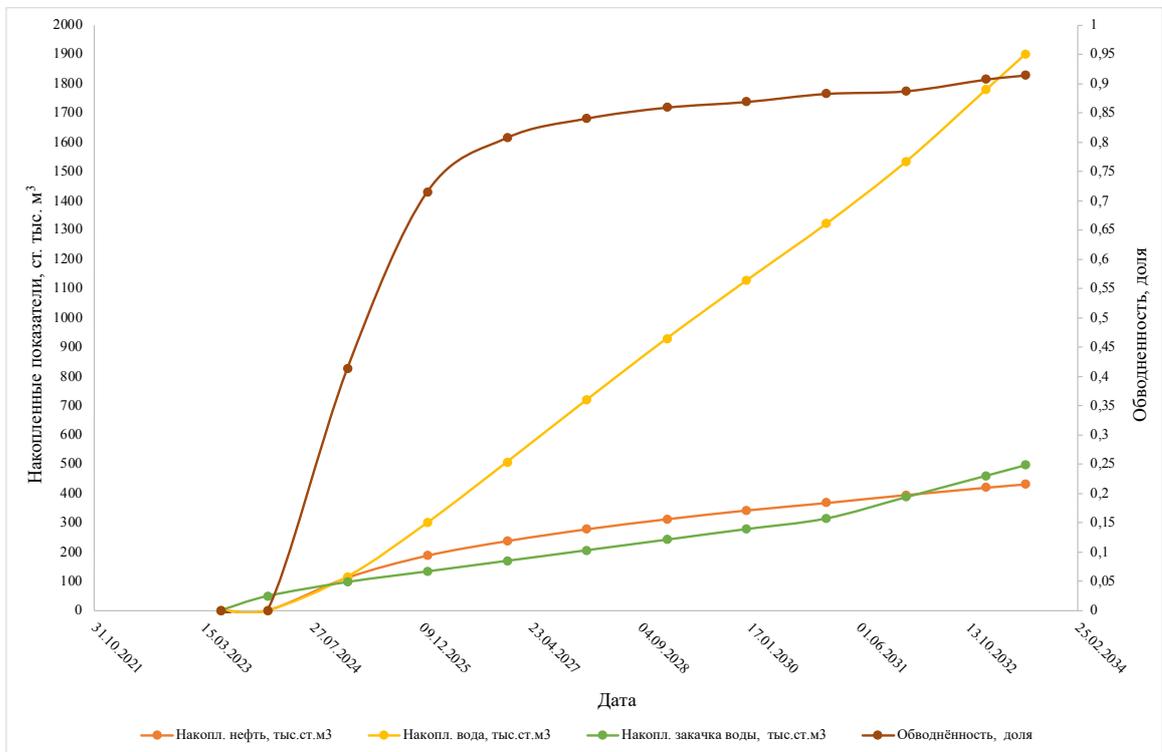


Рисунок 3.10 – График накопленных показателей разработки (300 °C)
[Составила: Анерт Д. С., 2023]

Как видно из графиков (Рисунки 3.8, 3.9, 3.10), при варьировании температуры показатели разработки, а также паронефтяной фактор изменяются незначительно. Поэтому в данной работе оптимальной температурой нагнетаемого пара принята температура в 300 °С (Таблица 3.5). Однако, в дальнейшем необходимо провести дополнительные исследования по влиянию температуры на вынос песка из коллектора.

Таблица 3.5 – Сравнение результатов моделирования в зависимости от температуры нагнетаемого пара

Показатели на конец расчетного периода	Температура нагнетаемого пара		
	150 °С	225 °С	300 °С
Накопленный дебит нефти, тыс. ст. м ³	428,00	430,50	431,73
Накопленный дебит воды, тыс. ст. м ³	1845,75	1880,15	1902,45
Паронефтяной фактор, м ³ /м ³	1,16	1,15	1,15
Обводненность, д.е.	0,913	0,915	0,916

3.4 Оценка эффективности технологии

Для оценки эффективности технологии необходимо сравнить результаты моделирования добычи с использованием парогравитационного дренажа и результаты моделирования процесса добычи без его использования.

В классическом варианте разработки принята 7-точечная система разработки, включающая 4 горизонтальных добывающих скважины и 3 вертикальных нагнетательных. В предложенном варианте разработки методом парогравитационного дренажа принята схема, включающая 4 пары горизонтальных скважин, работающих в режиме периодического нагнетания пара каждые 6 месяцев, скорость подачи пара составляет 50 м³/день, а температура пара – 150 °С (Таблица 3.6).

Таблица 3.6 – Сравнение результатов добычи по двум схемам на период 2023 - 2038 гг.

Параметры	Вариант 1 – Классическая схема	Вариант 2 – Предложенная схема
Дебит нефти на конец расчетного периода, м ³ /сут.	54,81	42,17
Дебит воды на конец расчетного периода, м ³ /сут.	740,57	376,54
Накопленный дебит нефти, тыс. ст. м ³	463,59	516,96
Накопленный дебит воды, тыс. ст. м ³	3562,38	2607,48
Обводненность на конец периода, д.е.	0,931	0,899

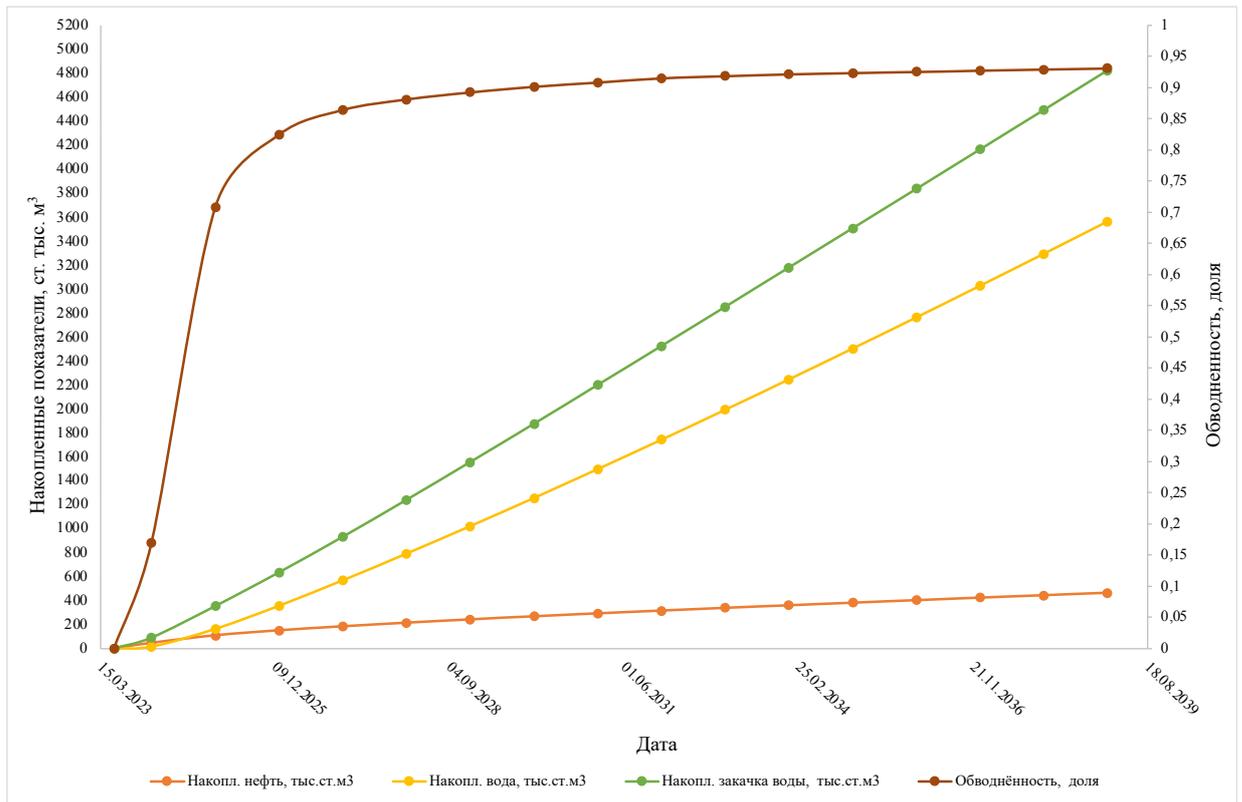


Рисунок 3.11 – График накопленных показателей разработки (вариант 1)
[Составила: Анерт Д. С., 2023]

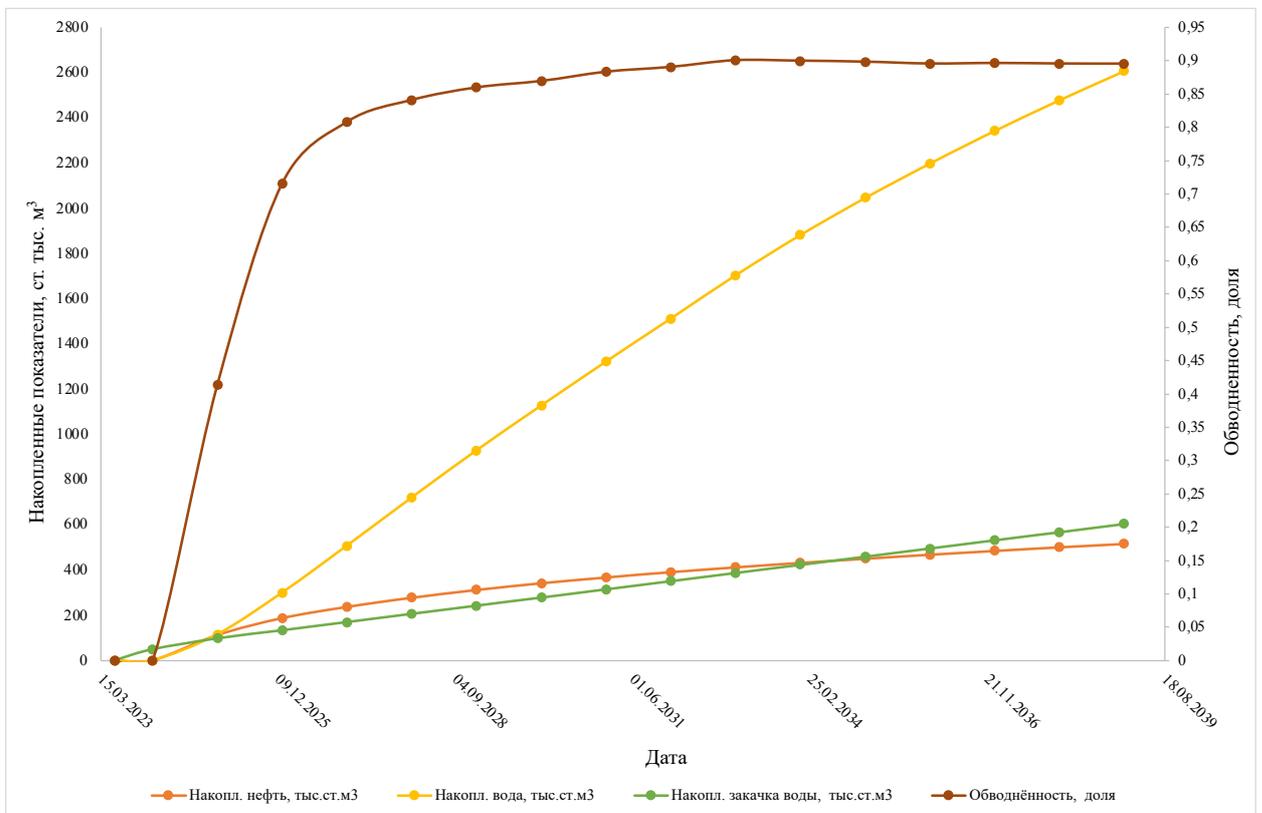


Рисунок 3.12 – График накопленных показателей разработки (вариант 2)
[Составила: Анерт Д. С., 2023]

При сравнении двух вариантов (Рисунки 3.11, 3.12) видно, что предложенная технология увеличивает накопленную добычу нефти за счет изменения ее вязкости в следствие ее нагрева при росте паровой камеры. Также при использовании парогравитационного дренажа сократилась добыча попутной воды и увеличился срок работы скважин до достижения максимально допустимой обводненности. Однако, стоит отметить, что высокая неоднородность пластов и наличие непроницаемых глинистых пропластков между нагнетательной и добывающей скважиной не позволяет паровой камере полностью распространиться во всех направлениях и некоторое количество ячеек гидродинамической модели остаются не вовлеченными в тепловой процесс. В дальнейших работах по изучению применимости данной технологии необходимо провести дополнительные исследования керна и геомеханические исследования для выявления риска выноса песка из слабokonсолидированного коллектора и оптимизации других технологических параметров, таких, как длина горизонтальных участков скважины, траектория проводки скважины, диаметр насосно-компрессорных труб и т. п.

В следующей главе будет рассмотрена сравнительная экономическая характеристика двух вариантов добычи.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ
И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Обучающемуся:

Группа	ФИО
2ТМ11	Анерт Дарья Сергеевна

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/ООП	21.04.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Материально-технические затраты, выраженные в виде капитальных и операционных затрат на разработку месторождения X
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Капитальные затраты на единицу оборудования и удельные операционные затраты на количество расходуемого ресурса
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка дисконтирования – 13,9%; НДС – 20%; НДСПН – 3553,34 руб./т. и др.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Расчет экономических показателей разработки месторождения на основе результатов гидродинамического моделирования
2. Планирование НТИ	Риски, связанные с инвестиционными проектами, выражаются в величине ставки дисконтирования и вычисления амортизационных затрат
3. Оценка ресурсной финансовой, экономической эффективности	Оценка экономической эффективности производится на основании сравнения с классической схемой разработки

Перечень графического материала:

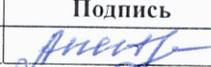
1. Образец схемы поверхностного обустройства участка для проведения ПГД;
2. Накопленный чистый дисконтированный поток для каждого года разработки (по двум вариантам)

Дата выдачи задания к разделу в соответствии с графиком	11.05.2023г.
---	--------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рукавишников В. С.	PhD		11.05.23

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ11	Анерт Дарья Сергеевна		11.05.23

Эксплуатационные (операционные) затраты на добычу нефти и газа

– реальные затраты предприятия, связанные с осуществлением производственных процессов в нефтедобыче и реализацией продукции. Затраты на проведение процесса парогравитационного дренажа включают в себя текущие издержки на дополнительную добычу нефти и затраты на закачку пара, учитываются также заработные платы сотрудников, отчисления на социальное страхование и прочие затраты. Для определения примерной величины эксплуатационных затрат воспользуемся данными, взятыми из анализа литературы. Схема поверхностного обустройства участка для проведения ПГД представлена на Рисунке 4.1.



Рисунок 4.1 – Образец схемы поверхностного обустройства участка для проведения ПГД [Rui, 2018]

Согласно схеме и данным по другим проектам, удельная величина операционных затрат на проведение парогравитационного дренажа составляет около 5000 руб./т. нефти [30,43].

Прибыль от реализации - совокупный доход предприятия, уменьшенный на величину эксплуатационных затрат с включением в них амортизационных отчислений и суммы налогов, направляемых в бюджетные и внебюджетные фонды.

Доход государства - суммы налогов и отчислений в бюджетные и внебюджетные фонды, платежей за добычу полезных ископаемых, налога на прибыль, платы за землю, а также системы страховых взносов. При оценке эффективности инвестиционного проекта необходимо учесть выплату установленных в законодательном порядке в бюджеты и внебюджетные фонды следующих налогов, платежей и обязательных отчислений:

1) Налог на добавленную стоимость

Налогооблагаемой базой является реализация товаров и услуг, ставка установлена в размере 20%.

2) Налог на добычу полезных ископаемых.

Налогообложение производится по налоговой ставке 919 рублей (с 01.01.2023 года) за 1 тонну добытой нефти обезвоженной, обессоленной и стабилизированной (Формулы 4.1, 4.2). Налоговая ставка умножается на коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть - $K_{ц}$, и на коэффициент, характеризующий степень выработанности конкретного участка недр – $K_{в}$ (принимается равным 0,3).

Средний уровень цен нефти сорта «Юралс» на средиземноморском и роттердамском рынках нефтяного сырья – 55,45 долларов США за баррель. Среднее значение курса доллара США к рублю, устанавливаемое Центральным банком РФ– 83,1614.

$$K_{ц} = (Ц - 15) \cdot \frac{P}{261} = (55,45 - 15) \cdot \frac{83,1614}{261} = 12,8884 \quad (4.1)$$

где $Ц$ – средняя цена нефти, руб./т;

P – средний курс доллара к рублю, \$/руб.

$$\text{НДПИ} = \text{НС} \cdot \text{К}_{\text{ц}} \cdot \text{К}_{\text{в}} = 919 \cdot 12,8884 \cdot 0,3 = 3553,34 \text{ руб/т} \quad (4.2)$$

где НС – налоговая ставка;

Кц – коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть;

Кв - коэффициент, характеризующий степень выработанности конкретного участка недр.

3) Страховые взносы в ПФ и ФОМС, страховой взнос на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний

Согласно вышеупомянутому ФЗ с 01.01.2011 в расчетах применяются следующие тарифы страховых взносов:

- пенсионный фонд Российской Федерации – 30%;
- фонд социального страхования Российской Федерации - 2,9%;
- федеральный фонд обязательного медицинского страхования - 5,1%;
- территориальные фонды обязательного медицинского страхования – 3%.

4) Налог на имущество организаций

Налоговая ставка устанавливается законами субъектов Российской Федерации и составляет не более 2,2%.

5) Налог на прибыль организаций

Налоговая ставка устанавливается в размере 20% (сумма налога, исчисленная по налоговой ставке в размере 2%, зачисляется в Федеральный бюджет, сумма налога, исчисленная по налоговой ставке в размере 18%, зачисляется в бюджеты субъектов Российской Федерации).

б) *Экспортная пошлина на сырую нефть*. По данным на 01.07.2023 ставка вывозной таможенной пошлины составляет 16,9 долларов США за тонну.

Основными показателями для оценки эффективности инвестиционного проекта являются следующие параметры:

1) *чистый доход (ЧД, NI)* - разница между чистыми притоками и оттоками денежных средств, формирующаяся за счет прибыли от реализации и амортизационного фонда, за вычетом капитальных затрат (Формула 4.3):

$$\text{ЧД} = \sum_{m=0}^k \varphi_m \quad (4.3)$$

где φ_m – денежный поток, отнесенный к m -му шагу;

2) *чистый дисконтированный доход (ЧДД, NPV)* – показатель, исчисляемый через норму дисконтирования (Формула 4.5) текущих потоков денежной наличности к начальному шагу (Формула 4.4):

$$\text{ЧДД} = \sum_{m=0}^k \varphi_m \cdot \alpha_m \quad (4.4)$$

где α_m – коэффициент дисконтирования;

$$\alpha_m = \frac{1}{(1 + E)^m} \quad (4.5)$$

где E – ставка дисконтирования.

3) **внутренняя норма рентабельности (IRR)** – значение дисконта, при котором значение величины суммарного денежного потока за расчетный период равна нулю;

4) **индекс доходности инвестиций (PI)** – отношение суммарных дисконтированных чистых поступлений (прибыли от реализации и амортизационных отчислений) к суммарному дисконтированному оттоку денежных средств;

5) **окупаемость проекта** - количество лет, по истечении которых начальные отрицательные значения ЧДД полностью компенсируются последующими положительными значениями [28].

На основе исходных данных был произведен экономический расчет чистого дисконтированного дохода проекта (Таблица 4.1). Из графика (Рисунок 4.2) видно, что несмотря на значительное превышение капитальных затрат и срока окупаемости, добыча методом парогравитационного дренажа достигает такого же значения накопленного чистого дисконтированного дохода, как и классическая схема. При этом наблюдается положительный тренд на увеличение эффективности технологии на более поздних годах проекта. Внутренняя норма доходности составляет 54 и 22% соответственно.

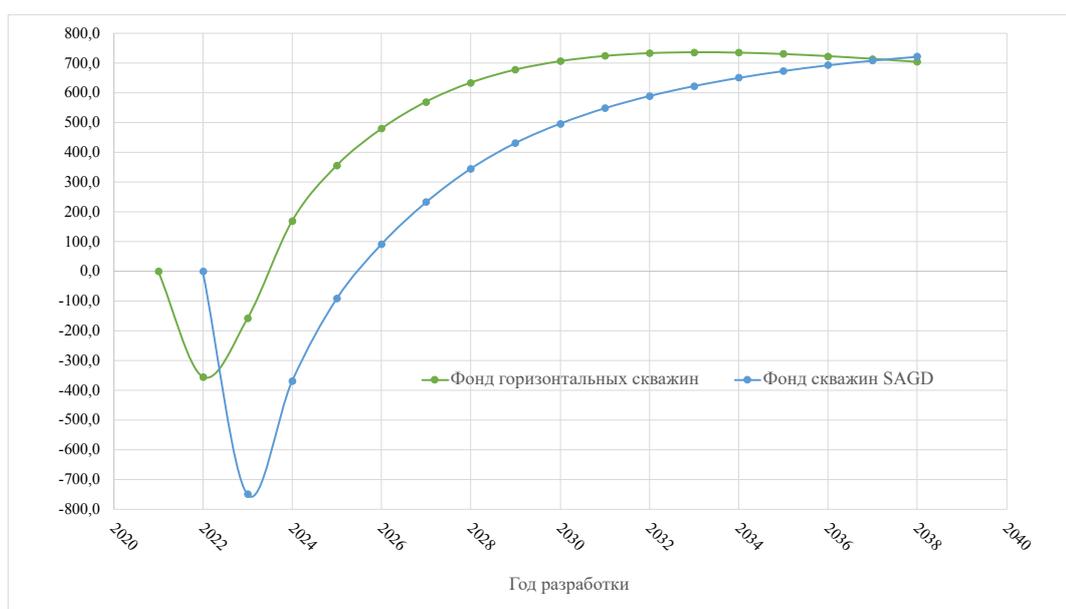


Рисунок 4.2 – Накопленный чистый дисконтированный поток для каждого года разработки (по двум вариантам) [Составила: Анерт Д. С., 2023]

Таблица 4.1 – Анализ эффективности разработки месторождения по двум вариантам

Фонд горизонтальных скважин													
Год	Объем добычи		Цена на внутр. рынке, руб.	Цена на внешн. рынке, руб.	Прибыль внутр. млн. руб.	Прибыль внешн. млн. руб.	Прибыль, млн. руб.	CAPEX, млн. руб.	OPEX, млн. руб.	TAX, млн. руб.	NV, млн. руб.	NPV, млн. руб.	Накопленный NPV, млн. руб.
	нефть, тыс. тонн	вода, тыс. тонн											
2022	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	334,95	20,00	0,00	-354,95	-354,95	-354,95
2023	36,52	14,37	24513,9	35226,58	626,60	385,90	1012,50	130,97	552,13	106,22	223,18	195,94	-159,01
2024	50,34	150,23	24513,9	35226,58	863,85	532,01	1395,86	51,21	772,75	146,44	425,46	327,95	168,94
2025	33,26	194,95	24513,9	35226,58	570,69	351,47	922,16	20,02	530,55	96,75	274,84	186,00	354,94
2026	26,70	213,80	24513,9	35226,58	458,22	282,20	740,41	7,83	447,08	77,68	207,83	123,48	478,43
2027	24,02	224,53	24513,9	35226,58	412,09	253,79	665,88		422,15	69,86	173,87	90,70	569,12
2028	22,18	232,55	24513,9	35226,58	380,59	234,39	614,97		410,42	64,52	140,04	64,14	633,26
2029	20,57	237,68	24513,9	35226,58	352,89	217,33	570,22		402,21	59,82	108,19	43,50	676,76
2030	19,39	242,80	24513,9	35226,58	332,73	204,91	537,64		400,75	56,40	80,48	28,41	705,18
2031	18,59	247,59	24513,9	35226,58	318,97	196,44	515,40		404,99	54,07	56,34	17,46	722,64
2032	18,03	252,57	24513,9	35226,58	309,46	190,58	500,04		413,06	52,46	34,52	9,39	732,03
2033	17,52	255,78	24513,9	35226,58	300,62	185,14	485,76		421,72	50,96	13,08	3,12	735,16
2034	17,18	259,58	24513,9	35226,58	294,82	181,57	476,39		433,07	49,98	-6,66	-1,40	733,76
2035	16,98	263,11	24513,9	35226,58	291,29	179,39	470,68		446,41	49,38	-25,12	-4,63	729,14
2036	16,74	267,18	24513,9	35226,58	287,31	176,94	464,24		459,44	48,70	-43,89	-7,10	722,04
2037	16,40	269,40	24513,9	35226,58	281,33	173,26	454,60		470,69	47,69	-63,78	-9,05	712,98
2038	16,10	272,02	24513,9	35226,58	276,32	170,18	446,50		482,80	46,84	-83,14	-10,36	702,62

Продолжение таблицы 4.1

Фонд скважин SAGD													
Год	Объем добычи		Цена на внутр. рынке, руб.	Цена на внешн. рынке, руб.	Прибыль внутр. млн. руб.	Прибыль внешн. млн. руб.	Прибыль, млн. руб.	CAPEX, млн. руб.	OPEX, млн. руб.	TAX, млн. руб.	NV, млн. руб.	NPV, млн. руб.	Накопленный NPV, млн. руб.
	нефть, тыс. тонн	вода, тыс. тонн											
2023	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	729,63	20,00	0,00	-749,63	-749,63	-749,63
2024	89,68	116,49	24513,9	35226,58	1538,87	947,73	2486,59	289,66	1524,54	238,46	433,93	380,97	-368,66
2025	60,15	186,33	24513,9	35226,58	1032,17	635,67	1667,85	115,00	1022,57	170,84	359,44	277,07	-91,59
2026	39,91	209,74	24513,9	35226,58	684,91	421,81	1106,72	45,65	678,54	113,30	269,23	182,20	90,61
2027	32,40	214,84	24513,9	35226,58	556,03	342,43	898,46	18,12	550,85	91,86	237,63	141,19	231,80
2028	27,44	211,50	24513,9	35226,58	470,85	289,97	760,82		466,46	78,38	215,98	112,67	344,47
2029	24,01	200,32	24513,9	35226,58	411,99	253,73	665,71		408,15	69,07	188,49	86,33	430,80
2030	20,63	196,11	24513,9	35226,58	354,01	218,02	572,02		350,71	59,98	161,33	64,87	495,67
2031	18,81	192,43	24513,9	35226,58	322,72	198,75	521,47		319,72	54,95	146,80	51,83	547,49
2032	17,05	193,66	24513,9	35226,58	292,56	180,17	472,73		289,83	50,24	132,65	41,12	588,61
2033	15,79	179,45	24513,9	35226,58	270,97	166,88	437,85		268,45	46,88	122,52	33,34	621,95
2034	14,87	165,79	24513,9	35226,58	255,20	157,17	412,37		252,82	44,38	115,16	27,51	649,46
2035	14,23	153,57	24513,9	35226,58	244,22	150,40	394,62		241,94	42,64	110,03	23,08	672,54
2036	13,45	146,25	24513,9	35226,58	230,82	142,15	372,97		228,67	40,61	103,68	19,09	691,63
2037	12,67	137,07	24513,9	35226,58	217,35	133,85	351,20		215,32	38,56	97,31	15,73	707,37
2038	12,07	130,05	24513,9	35226,58	207,08	127,53	334,62		205,16	36,93	92,53	13,14	720,50

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 2ТМ11		ФИО Анерт Дарья Сергеевна	
Школа	Инженерная школа пригородных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

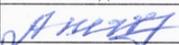
Оценка эффективности технологии парогравитационного дренажа (SAGD) для добычи высоковязкой нефти из слабokonсолидированного коллектора Мессояхского типа (Большехетская впадина)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации 	<p><i>Объект исследования:</i> технология добычи тяжелой нефти <i>Область применения:</i> разработка нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений, моделирование нефтегазовых процессов <i>Рабочая зона:</i> офис <i>Размеры помещения:</i> 10*8 м². <i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> 1 персональный компьютер, 1 стол и 1 офисное кресло <i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: моделирование технологии для добычи тяжелой нефти с помощью ПК</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018) СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы. ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования. СНиП 23-05-95 Естественное и искусственное освещение</p>
<p>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов – Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора 	<p>Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Перенапряжение 2. Отклонение показателей микроклимата 3. Превышение уровня шума 4. Отсутствие или недостаток естественного и искусственного света <p>Опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 5. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может пройти через тело человека 6. Повышенный уровень электромагнитных излучений

	<p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: соблюдение режима труда и отдыха, использование сертифицированного и исправного оборудования, соблюдение правил использования оборудования, поддержка комфортных условий труда в помещении</p> <p>Расчет: расчет воздухообмена в общественных помещениях</p>
<p>3. Экологическая безопасность при эксплуатации</p>	<p>Воздействие на селитебную зону: отсутствует</p> <p>Воздействие на литосферу: неправильная утилизация отходов офисной техники, оборудования и его комплектующих</p> <p>Воздействие на гидросферу: неправильная утилизация отходов офисной техники, оборудования и его комплектующих</p> <p>Воздействие на атмосферу: неправильная утилизация отходов офисной техники, оборудования и его комплектующих</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации</p>	<p>Возможные ЧС: Природного характера (землетрясения, ураган и т. д., ведущие к перебою систем функционирования офиса) Техногенного характера (пожары, взрывы газа) Наиболее типичная ЧС: пожар</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н		11.05.23

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ11	Анерт Дарья Сергеевна		11.05.23

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Выпускная квалификационная работа на тему: «Оценка эффективности технологии парогравитационного дренажа (SAGD) для добычи высоковязкой нефти из слабоконсолидированного коллектора Мессояхского типа (Большехетская впадина)» связана с анализом большого количества информации, построением геологических и гидродинамических моделей и интерпретацией результатов исследований, проводимых с помощью персонального компьютера. Пользователь ПК подвержен влиянию различных факторов, таких как: малоподвижная работа в сидячем положении, напряжение глаз при работе с монитором, электромагнитные излучения и т. д. Эти факторы негативно влияют на физиологическое состояние человека, поэтому необходимо правильно организовать рабочее место, нормировать график работы и отдыха, а также обеспечить безопасную рабочую среду, исключая влияние вредных источников. Целью данного исследования является изучение вопросов производственной, экологической безопасности и безопасности при чрезвычайных ситуациях при использовании персонального компьютера.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Для обеспечения эффективной работы сотрудника необходимо соблюдение правил охраны труда и техники безопасности, которые регулируются различными государственными стандартами и санитарными нормами. Основным документом для обеспечения охраны труда работника является Трудовой Кодекс Российской Федерации. Согласно этому документу, работник имеет право на:

- 1) рабочее место, соответствующее требованиям охраны труда;

2) обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний;

3) получение достоверной информации об условиях и охране труда на рабочем месте, о существующих рисках повреждения здоровья, а также о мерах по защите от воздействия вредных и (или) опасных производственных факторов;

4) отказ от выполнения работ в случае возникновения опасности для его жизни и здоровья вследствие нарушения требований охраны труда до устранения такой опасности;

5) обеспечение средствами индивидуальной и коллективной защиты в соответствии с требованиями охраны труда;

6) обучение безопасным методам и приемам труда;

7) дополнительное профессиональное образование в случае ликвидации рабочего места вследствие нарушения требований охраны труда;

8) запрос о проведении проверки условий и охраны труда на его рабочем месте;

9) обращение в различные органы власти по вопросам охраны труда;

10) участие в рассмотрении вопросов, связанных с обеспечением безопасных условий труда на его рабочем месте, и в расследовании происшедшего с ним несчастного случая на производстве или профессионального заболевания;

11) внеочередной медицинский осмотр в соответствии с медицинскими рекомендациями с сохранением за ним места работы (должности) и среднего заработка во время прохождения указанного медицинского осмотра;

12) гарантии и компенсации, если он занят на работах с вредными и (или) опасными условиями труда.

Далее будут рассмотрены основные правовые нормы трудового законодательства.

Согласно статьям №91 и №100 ТК РФ, нормальная продолжительность рабочего времени не должна превышать 40 часов в неделю (например, пятидневная рабочая неделя с двумя выходными днями). Также, согласно статье №108, в течение рабочего дня (смены) работнику должен быть предоставлен перерыв для отдыха и питания продолжительностью не более двух часов и не менее 30 минут, который в рабочее время не включается.

Согласно статье №86 в целях обеспечения прав и свобод человека работодатель при обработке персональных данных работника должен соблюдать основные требования: обработка персональных данных работника должна осуществляться исключительно в целях обеспечения соблюдения законов и иных нормативных правовых актов, содействия работникам в трудоустройстве, получении образования и продвижении по службе, обеспечения личной безопасности работников, контроля количества и качества выполняемой работы и обеспечения сохранности имущества; при принятии решений, затрагивающих интересы работника, работодатель не имеет права основываться на персональных данных работника, полученных исключительно в результате их автоматизированной обработки или электронного получения; защита персональных данных работника от неправомерного их использования или утраты должна быть обеспечена работодателем за счет его средств в порядке, установленном настоящим Кодексом и иными федеральными законами; и другие.

Согласно статье №130, к основным государственным гарантиям по оплате труда работников включаются: величина минимального размера оплаты труда, сроки и очередность выплаты заработной платы, государственный надзор за соблюдением трудового законодательства, ответственность работодателей за несоблюдение требований и т.д. Минимальный размер оплаты труда устанавливается одновременно на всей территории РФ федеральным законом и не может быть ниже величины прожиточного минимума трудоспособного населения (статья №133). Работодатель и (или) уполномоченные им в установленном порядке

представители работодателя, допустившие задержку выплаты работникам заработной платы и другие нарушения оплаты труда, несут ответственность в соответствии с ТК РФ и иными федеральными законами (статья №142). Согласно статье №147, оплата труда работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, устанавливается в повышенном размере (4 процента тарифной ставки) [15].

Данная выпускная квалификационная работа реализуется с помощью персонального компьютера в офисном помещении, поэтому далее будут рассмотрены основные эргономические требования к проектированию рабочей зоны.

Государственный стандарт 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования» устанавливает общие эргономические требования к рабочим местам при выполнении работ в положении сидя при проектировании нового и модернизации действующего оборудования и производственных процессов. Конструкция рабочего места должна обеспечивать оптимальное положение работника – высота рабочей поверхности для работы за ПК должна составлять не менее 680 мм, высота сиденья не менее 420 мм, высота и ширина пространства для ног не менее 600 и не менее 500 мм соответственно. Рабочий стол должен также иметь подставку для ног, расположенную под углом 20 градусов к поверхности стола. Длина подставки не менее 400 мм, ширина – не менее 350 мм. Кресло должно создавать условия для поддержания корпуса человека в физиологически рациональном положении с сохранением естественных изгибов позвоночника. При использовании средств отображения информации их следует располагать в вертикальной плоскости под углом +/- 15° от нормальной линии взгляда [5].

Согласно СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы» помещения, где размещаются рабочие места с ПЭВМ, должны быть

оборудованы защитным заземлением в соответствии с техническими требованиями по эксплуатации [10]. Также эргономические требования устанавливают такие нормативные документы, как ГОСТ Р ИСО 9241-4-2009, ГОСТ Р ИСО 9241-5-2009, ГОСТ Р ИСО 9241-7-2007. Рабочие столы следует размещать таким образом, чтобы ВДТ были ориентированы боковой стороной к световым проемам, чтобы естественный свет падал преимущественно слева. Освещенность на поверхности стола в зоне размещения рабочего документа должна быть 300 - 500 лк. Освещение не должно создавать бликов на поверхности экрана. Освещенность поверхности экрана не должна быть более 300 лк. Экран видеомонитора должен находиться от глаз пользователя на расстоянии 600 - 700 мм, но не ближе 500 мм с учетом размеров алфавитно-цифровых знаков и символов. Клавиатуру следует располагать на поверхности стола на расстоянии 100 - 300 мм от края (Рисунок 5.1) [6-8].

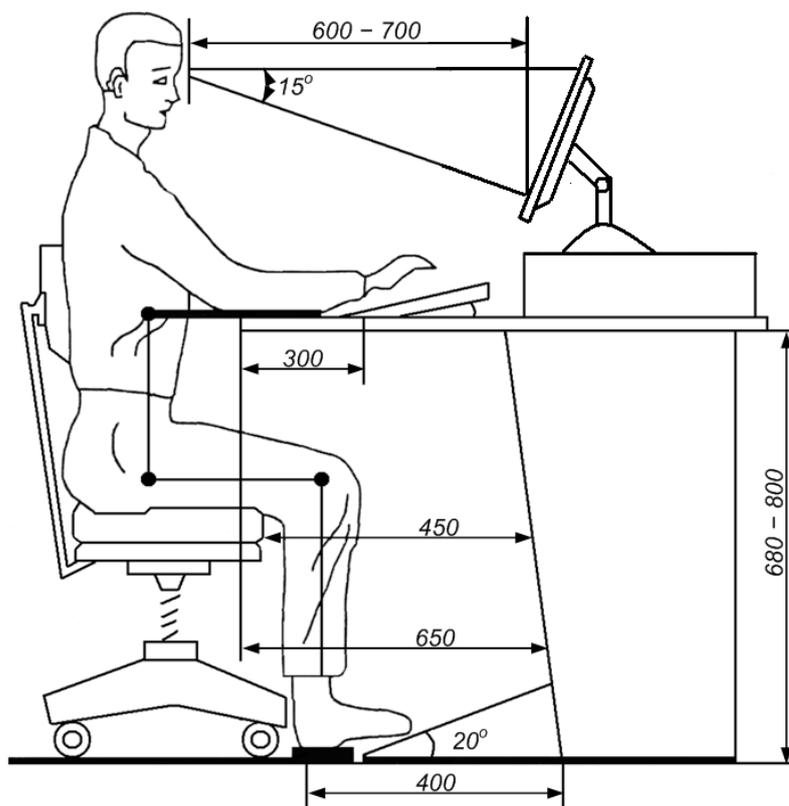


Рисунок 5.1 – Эргономика рабочего места

5.2 Производственная безопасность

В данном разделе будут рассмотрены вредные и опасные производственные факторы (Таблица 5.1), связанные с использованием персонального компьютера [1].

Таблица 5.1 – Возможные опасные и вредные факторы

Опасные и вредные факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
1. Перенапряжение	Трудовой кодекс Российской Федерации; СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. Гигиенические требования к персональным электронно- вычислительным машинам и организации работы
2. Отклонение показателей микроклимата	СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений
3. Превышение уровня шума	СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Санитарные нормы. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки
4. Отсутствие или недостаток естественного и искусственного света	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение
5. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека	ГОСТ 12.1.038-82 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов

6. Повышенный уровень электромагнитных излучений	СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы
--	--

5.2.1 Перенапряжение

Умственное перенапряжение может возникнуть при выполнении продолжительной производственной задачи, требующей максимальную сосредоточенность, или при распределении внимания на множество задач. Также на психологическое состояние работника могут повлиять такие факторы, как большое количество различных сигналов (световых, звуковых) и сообщений. Умственное перенапряжение ведет к понижению концентрации и работоспособности человека, и может привести к стрессу, нарушению сна и даже психологическим проблемам.

При долгой работе перед монитором компьютера возможно перенапряжение зрительного аппарата, то есть, появление синдрома сухого глаза из-за нахождения глаз в состоянии длительного напряжения, при котором человек реже моргает. Тогда роговица глаза не увлажняется должным образом, появляются болезненные ощущения в глазах, жжение, может ухудшиться четкость зрения или появиться двоение в глазах.

Также, зачастую, во время работы за компьютером, работнику приходится принимать сложные положения тела, для поддержания которых требуется более значительное напряжение мышц, чем при свободной позе. Часто, работа в условия офиса происходит неудобной, фиксированной, или вынужденной позе. Возникают проблемы, связанные с опорно-двигательным аппаратом.

Наиболее эффективным средством защиты работника от физического и психического перенапряжения является правильная организация рабочих мест и графика работы и отдыха. То есть, оборудование и рабочие места, предназначенные для работников офиса, должны соответствовать

антропометрическим данным, физиологическим и психологическим особенностям человека. [5,14]

5.2.2 Отклонение показателей микроклимата

СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений» устанавливает гигиенические требования к показателям микроклимата рабочих мест с учетом интенсивности энергозатрат работающих, времени выполнения работы, периодов года и содержат требования к методам измерения и контроля микроклиматических условий.

Источниками возникновения фактора являются приборы локального обогрева, охлаждения или влаговыделения такие как: нагретые устройства и приборы, окна, дверные проемы, большое скопление людей.

Повышенная или пониженная температура на рабочем месте может привести к перегреву или переохлаждению организма, тем самым снижая работоспособность и повышая утомляемость работника, а также может способствовать появлению простудных заболеваний. В Таблице 5.2 приведены допустимые показатели микроклимата в офисных помещениях для работы в течение 8-часовой рабочей смены.

Таблица 5.2 – Допустимые величины показателей микроклимата на рабочем месте (категория работ по уровню энергозатрат - Ia)

Период года	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	22 - 24	21 - 25	60 - 40	0,1
Теплый	23 - 25	22 - 26	60 - 40	0,1

К средствам коллективной защиты от фактора изменения показателей микроклимата относятся системы отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха [12].

Определение воздухообмена в рабочем помещении

В жилых и общественных помещениях постоянным вредным выделением является выдыхаемый людьми углекислый газ (CO_2). Определение потребного воздухообмена производится по количеству углекислого газа, выделяемого работниками и по допустимой концентрации его. В рабочем помещении, где проводилось написание ВКР, максимально может находиться 24 взрослых человека, находящихся в покое.

Согласно справочным данным, один взрослый человек в состоянии покоя выделяет 35 г/ч CO_2 . Рассчитаем количество CO_2 , выделяемое всеми работниками по формуле 5.1:

$$G = N_{\text{людей}} \cdot g_{\text{CO}_2} \quad (5.1)$$

где G – количество вредных веществ, выделяющихся в воздух помещения, г/ч;

$N_{\text{людей}}$ – количество людей в помещении;

g_{CO_2} – количество CO_2 , г/ч.

$$G = 24 \cdot 35 = 840 \frac{\text{г}}{\text{ч}}$$

Согласно ГОСТ 12.1.005-88 и СанПиН 1.2.3685-21, предельно допустимая концентрация вредного вещества в воздухе рабочей зоны помещения и максимально возможная концентрация вещества в воздухе населенных мест равны 9000 и 1000 мг/м³ соответственно [3,9].

Потребный воздухообмен определяется по формуле 5.2:

$$L = \frac{1000 \cdot G}{x_{\text{в}} - x_{\text{н}}} \quad (5.2)$$

где L – потребный воздухообмен, м³/ч;

x_B – предельно допустимая концентрация вредности в воздухе рабочей зоны помещения, согласно ГОСТ 12.1.005-88, мг/м³;

x_H – максимально возможная концентрация той же вредности в воздухе населенных мест по СанПиН 1.2.3685-21, мг/м³.

$$L = \frac{1000 \cdot 840}{9000 - 1000} = \frac{105 \text{ м}^3}{\text{ч}}$$

Кратность воздухообмена определяется по формуле 5.3:

$$n = \frac{L}{V} \quad (5.3)$$

где V – внутренний объем помещения, м³.

$$n = \frac{105}{10 \cdot 8 \cdot 4} = 0,328 \frac{1}{\text{ч}}$$

Согласно СП 2.2.3670-20, данная кратность воздухообмена допустима, так как $n < 10 \text{ ч}^{-1}$.

5.2.3 Превышение уровня шума

Источники шума делят на 3 основные группы: уличный шум (автострада, ж/д, стройки), человеческий шум (работники), технический (все виды офисных приборов – компьютеры, принтеры и т. д., а также системы кондиционирования воздуха, вентиляции и отопления).

Громкие и/или постоянные шумы на рабочем месте могут возбуждать нервную систему, снижая концентрацию внимания и провоцируя состояние стресса, психологические проблемы, усталость на рабочем месте. В крайних случаях длительное воздействие шума может привести к головным болям,

звону в ушах, головокружению или даже тугоухости. При работе с ПК шум не должен превышать значений, представленных в Таблице 5.3.

В качестве средств коллективной защиты работодатель может установить конструктивные элементы, поглощающие или ослабляющие звуковое излучение (экраны, перегородки, кабины). Средствами индивидуальной защиты являются противозумные вкладыши (беруши) или наушники [12].

Таблица 5.3 – Предельно допустимые уровни звукового давления, уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочем месте

Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука (в дБА)
31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
86	71	61	54	49	45	42	40	38	50

5.2.4 Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека

Наиболее опасным производственным фактором является поражение электрическим током. Основными источниками электрического тока являются: токоведущие части, находящиеся под напряжением, электрические приборы (лампы, компьютеры и т.д.).

Электрический ток, проходя через живые ткани, оказывает термическое, электролитическое и биологическое воздействия. Это приводит к различным нарушениям в организме, вызывая как местные повреждения тканей и органов (ожоги, метки тока, электротравмы), так и общее повреждение организма (летальный исход) в зависимости от продолжительности и пути прохождения электрического тока через организм (Рисунок 5.2).

Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов при аварийном режиме производственных электроустановок напряжением до

1000 В и частотой 50 Гц не должны превышать значений, указанных в Таблице 5.4.

Для защиты от поражения электрическим током следует выполнять общие правила безопасности при работе с электричеством: не использовать неисправное оборудование, использовать оборудование только по назначению, проверять оборудование на исправность перед использованием, а также не производить ремонт техники без соответствующей квалификации. Работодатель может обеспечить коллективную защиту работников от поражения электрическим током такими методами как: хорошее увлажнение окружающего воздуха, увеличение поверхностей проводимости диэлектриков, использование сетевых фильтров, постоянный контроль за состоянием электрооборудования [2,4].

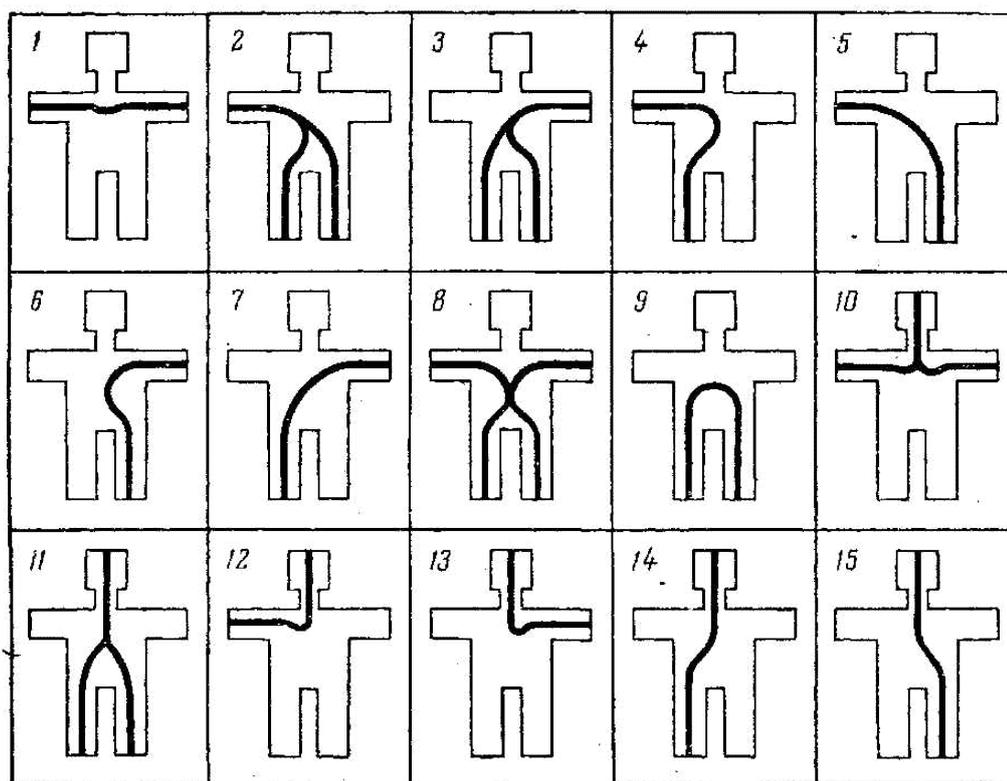


Рисунок 5.2 – Характерные пути тока в теле человека (петли тока)

Таблица 5.4 – Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов при аварийном режиме

Род тока	Нормируемая величина	Предельно допустимые значения, не более, при продолжительности воздействия тока t, с											
		0,01-0,08	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	Св. 1,0
Переменный 500 Гц	U, В	550	340	160	135	120	105	95	85	75	70	60	20
	I, мА	650	400	190	160	140	125	105	90	75	65	50	6
Постоянный	U, В	650	500	400	350	300	250	240	230	220	210	200	40
	I, мА												15

5.2.5 Повышенный уровень электромагнитных излучений

При работе с персональным компьютером создаются электромагнитные поля, которые могут оказывать негативное влияние на работника. Воздействие электромагнитных полей на человека зависит от напряженностей электрического и магнитного полей, потока энергии, частоты колебаний, размера облучаемой поверхности тела и индивидуальных особенностей организма. Рабочий компьютер не должен создавать излучение, параметры которого превышают предельно допустимые значения (Таблица 5.5).

Таблица 5.5 - Допустимые уровни электромагнитного поля, создаваемого персональным компьютером

Наименование параметра		Допустимый уровень
Напряженность электрического поля	в диапазоне частот от 5 Гц до 2 кГц	25 В/м
	в диапазоне частот от 2 кГц до кГц	2,5 В/м
Плотность магнитного потока	в диапазоне частот от 5 Гц до 2 кГц	250 нТл
	в диапазоне частот от 2 кГц до кГц	25 нТл
Электростатический потенциал экрана видеомонитора		500 В

5.2.6 Отсутствие или недостаток естественного и искусственного света

Особенностью работы за компьютером является повышенное зрительное напряжение, связанное со слежением за информацией на экране монитора. Поэтому при такой работе имеет большое значение качество освещенности рабочего места (Таблица 5.6). Недостаточный уровень света приводит к напряжению зрительного аппарата, что в свою очередь влечет быструю усталость глазных мышц, головную боль, повышенную утомляемость и сонливость.

Офисные помещения должны располагать системой общего равномерного освещения. В случае работы с печатными документами дополнительно используются системы местного освещения рабочего стола [14].

Таблица 5.6 – Нормативные показатели освещения в кабинетах, рабочих комнатах и офисе

Плоскость нормирования освещенности и КЕО, высота плоскости над полом, м	Искусственное освещение						Естественное освещение		Совмещенное освещение	
	при комбинированном освещении	при общем освещении	Цилиндрическая освещенность, лк	Объединенный показатель дискомфорта UGR, не более	Коэффициент пульсации освещенности, %, не более	Индекс цветопередачи источников света Ra	КЕО e_n , %		КЕО e_n , %	
							при верхнем или комбинированном освещении	при боковом освещении	при верхнем или комбинированном освещении	при боковом освещении
Г-0,8	400/200	300	-	21	15	80	3,0	1,0	1,8	0,6

5.3 Экологическая безопасность

Источниками загрязнения атмосферы, гидросферы и литосферы при работе над выпускной квалификационной работой за ПК в офисных условиях являются: отходы офисного оборудования и соответствующих комплектующих и расходных материалов, батарейки, люминесцентные лампы. Также могут образовываться неопасные бытовые отходы, например бумага, картон, стекло.

Бытовые отходы относятся к V классу опасности и поэтому могут быть утилизированы или переработаны без особых условий. Основная масса отходов электроники и электротехнического офисного оборудования относится к IV классу опасности (за исключением некоторых видов картриджей - III класс, батареи – II класс опасности, ртутьсодержащие лампы – I класс) [9]. Эти отходы содержат токсичные химические компоненты и тяжелые металлы, попадание которых в окружающую среду недопустимо, и они требуют специальную процедуру утилизации. Некоторые элементы техники содержат также пластик и редкие или ценные металлы, которые могут быть использованы повторно. Ртуть способна проявлять токсическое действие на нервную систему. Опасность представляет также прямой контакт со свинцом, кадмием, хромом, бромированными огнестойкими добавками, полихлорированными дифенилами (ПХД), вдыхание ядовитых паров, а также накопление химических веществ в воде и продуктах питания.

С 1 января 2021 существует запрет на захоронение отходов оргтехники, соответственно данный вид отходов должен быть правильно утилизирован (оформлены паспорта, организован журнал учёта отходов). Утилизация персональных компьютеров, картриджей и другой офисной техники может осуществляться только специализированной организацией, имеющей лицензию на данный вид деятельности.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Работа в условиях офиса считается одной из самых безопасных, однако даже в офисе возможно появление различных чрезвычайных ситуаций природного (землетрясение, ураган, ведущие к перебою систем функционирования офиса) и техногенного характера (пожары, взрывы газа).

Наиболее вероятной чрезвычайной ситуации при выполнении данной выпускной квалификационной работы за персональным компьютером является пожар.

Пожар в офисном здании может появиться по причине перегрузки электрической сети, короткого замыкания, неисправной проводки, использования неисправного электрического оборудования.

При работе с компьютером необходимо соблюдать правила пожарной безопасности, описанные в ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность. Общие требования». Здание, в котором выполняются работы, должно соответствовать требованиям пожарной безопасности, иметь план эвакуации (все работники должны быть с ним ознакомлены), иметь указатели путей эвакуации. Также должна действовать пожарная сигнализация, должны быть в наличии и проверены средства пожаротушения (огнетушители и пожарные рукава). Коллективную защиту следует обеспечивать с помощью пожаробезопасных зон и других конструктивных решений [2].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Целью данной выпускной квалификационной работы являлась оценка эффективности применения технологии парогравитационного дренажа для добычи вязкой нефти из слабоконсолидированных пластов-коллекторов Мессояхского типа. Для достижения данной цели были выполнены основные задачи работы:

1. Проведен литературный обзор отечественной и зарубежной литературы, тематика которых связана с методами увеличения нефтеотдачи залежей с высоковязкой нефтью, в том числе рассматривающие применение технологии парогравитационного дренажа.

2. Проанализированы и описаны геологические, тектонические и литологические особенности объекта исследования.

3. С помощью гидродинамического моделирования оценена применимость данной технологии на примере месторождения X, проанализировано влияние различных параметров на эффективность данной технологии в конкретных условиях.

4. Оценена экономическая эффективность использования технологии ПГД на примере месторождения X в сравнении с классической схемой разработки залежи.

По совокупности технико-экономических показателей можно сделать вывод о том, что применение технологии парогравитационного дренажа способствует увеличению накопленной добычи нефти, и, соответственно, коэффициента нефтеотдачи. Инвестиционный проект характеризуется хорошей экономической эффективностью, несмотря на крупные капитальные затраты на его реализацию. За период в 15 лет дополнительно добыто 53,4 тыс. т нефти.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

Нормативные документы

1. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация, 2015. – 16 с.
2. ГОСТ 12.1.004-91 Пожарная безопасность. Общие требования., 1991. – 66 с.
3. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны., 1988. – 49 с.
4. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов., 1982. – 12 с.
5. ГОСТ 12.2.032-78. ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования., 1978. – 9 с.
6. ГОСТ Р ИСО 9241-4-2009. Эргономические требования к проведению офисных работ с использованием видеодисплейных терминалов (VDT). Часть 4. Требования к клавиатуре., 2009. – 40 с.
7. ГОСТ Р ИСО 9241-5-2009. Эргономические требования к проведению офисных работ с использованием видеодисплейных терминалов (VDT). Часть 5. Требования к расположению рабочей станции и осанке оператора., 2009. – 38 с.
8. ГОСТ Р ИСО 9241-7-2007. Эргономические требования при выполнении офисных работ с использованием видеодисплейных терминалов (ВДТ). Часть 7. Требования к дисплеям при наличии отражений., 2007. – 28 с.
9. Приказ Росприроднадзора от 22.05.2017 № 242 «Об утверждении Федерального классификационного каталога отходов», 2022. – 470 с.
10. СанПиН 1.2.3685-21. Гигиенические нормативы и требования к обеспечиванию безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания., 2021. – 30 с.

11. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы., 2003. – 54 с.
12. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений., 1996. – 20 с.
13. СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Санитарные нормы. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки., 1996. – 8 с.
14. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение., 2016. – 116 с.
15. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 №197-ФЗ, 2023. – 210 с.

Опубликованная литература

16. Анализ эволюции углеводородных систем Большехетской впадины на основе применения метода бассейнового моделирования / Богданов О. А., Колосков В. Н., Шуваев А. О. [и др.] // ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА. – №4. – 2017. – С. 55-63.
17. Бондарев, А. В. Прогнозирование нефтегазоносности меловых и юрских отложений Большехетской впадины на основе моделирования геотермобарических и геохимических условий формирования углеводородных скоплений : автореф. дисс. канд. г.-м.н. / Бондарев Александр Владимирович ; Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина. – Москва, 2013. – 155 с.
18. Ильина, Г. Ф. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов Западной Сибири / Г.Ф. Ильина, Л.К. Алтунина. – 2-е изд. – Томск : Издательство ТПУ, 2012. – 164, [1] с.

19. Коршунов, Н.В. Современные методы увеличения нефтеотдачи / Н. В. Коршунов // СОВРЕМЕННЫЕ ИННОВАЦИИ. – № 6 (34). – 2019. – С. 14-15.

20. Малофеев, В. В. Геологическое обоснование повышения эффективности освоения месторождений сверхвязких нефтей и природных битумов Татарстана : автореф. дисс. канд. г.-м.н. / Малофеев Владимир Вячеславович ; Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина. – Москва, 2011. – 153 с

21. Назарова, Л.Н. Разработка нефтегазовых месторождений с трудноизвлекаемыми запасами: Учеб. пособие для вузов. / Л. Н. Назарова. – Москва : Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011. – 156 с. – ISBN 978-5-91961-010-6.

22. Найденов, Л. Ф. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности келловей-верхнеюрских отложений Большехетской впадины // НОВЫЕ ИДЕИ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА. НОВАЯ РЕАЛЬНОСТЬ 2021 / Отв. редактор А.В. Ступакова. – Москва : Издательство "Перо", 2021. – С. 402-406.

23. Найденов, Л. Ф. О геологическом строении и перспективах нефтегазоносности неокомских отложений Большехетской впадины и Мессояхского пояса мегавалов / Л.Ф. Найденов, С.Е. Агалаков, О.В. Бакуев // НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО. – № 12. – 2010. – С. 83-85.

24. Петров, А.А. Краткий обзор мирового опыта применения теплового метода увеличения нефтеотдачи / А.А. Петров, И. Д. Серков // Евразийский научный журнал. – №6. – 2016. – С. 278-279.

25. Применение метода парогравитационного дренажа (ПГД) на месторождениях высоковязкой нефти / Гомес А.Ш.С., Машкареньяш Д.С.Г., Щерба В.А., Воробьев К.А. // Вестник Евразийской науки / The Eurasian Scientific Journal. – №3, Т. 13. – 2021. – DOI: 10.1582/42SAVN321.

26. Смирнов, О.А. Оценка перспектив нефтегазоносности апт-альб-сеноманского комплекса полуострова Ямал севера Западной Сибири на базе

сейсморазведки 2D / О.А. Смирнов, В. Н. Бородкин // НЕФТЕГАЗОВАЯ ГЕОЛОГИЯ. ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА. – №4, Т. 17. – 2022. – С. 1-15. – DOI: 10.17353/2070-5379/47_2022.

27. Смирнова, Т.С. Гидродинамические методы повышения нефтеотдачи пласта / Т. С. Смирнова, Е. Ю. Долгова, Н. А. Меркитанов, А. Р. Тулегенов // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – №7. – 2013. – С. 27-34.

28. Финансовый менеджмент ресурсоэффективность и ресурсосбережение : учебно-методическое пособие / Н. А. Гаврилова, Л. Р. Тухватуллина, И. Г. Видяев [и др.]; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во ТПУ, 2014. – 73 с.

29. Шуваев, А.О. Строение и условия формирования Ачимовской толщи в пределах Большехетской впадины : автореф. дисс. канд. г.-м.н. / Шуваев Артем Олегович ; Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова. – Москва, 2018. – 148 с.

30. A realistic and integrated model for evaluating oil sands development with Steam Assisted Gravity Drainage technology in Canada / Z. Rui, X. Wang, Z. Zhang [и др.] // Applied Energy. - №213. – 2018. – P. 76-91. – DOI: 10.1016/j.apenergy.2018.01.015.

31. Alikhalov, K. Conversion of Cyclic Steam Injection to Continuous Steam Injection / K. Alikhalov, B. Dindoruk // Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, USA. – October 2011. – DOI: 10.2118/146612-MS.

32. Alvarado, V. Enhanced Oil Recovery: An Update Review / V. Alvarado 1, E. Manrique // Energies. – № 3. – 2010. – P. 1529-1575. – DOI: 10.3390/en3091529.

33. Al-Obaidi, S.H. Analysis of Hydrodynamic Methods for Enhancing Oil Recovery / S.H. Al-Obaidi // Journal of Petroleum Engineering and Technology. – № 6 (3). – 2007. – P. 20-26.

34. Barillas, J.L. Noncontinuous Steam Injection Optimization for SAGD Process For Heavy Oil Recovering / J.L. Barillas, Jr. T.V Dutra, W.D. Mata // Paper presented at the Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Cartagena de Indias, Colombia. – 2009. – DOI: 10.2118/122188-MS
35. Barillas, J.L. Reservoir and Operational Parameters Influence in SAGD Process / J. L. Barillas, T. V. Dutra, W. D. Mata // Journal of Petroleum Science and Engineering. – № 54. – 2006. – P. 34-42. - DOI: 10.1016/J.PETROL.2006.07.008.
36. Butler, R.M. Steam-Assisted Gravity Drainage: Concept, Development, Performance And Future / J Can Pet Technol. – № 33(02). – 1994. – P. 44–50. – DOI: 10.2118/94-02-05
37. Chen, Q. Effects of Reservoir Heterogeneities on the Steam-Assisted Gravity-Drainage Process / Q. Chen, M.G. Gerritsen, A.R. Kovscek. // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – № 11 (05). – 2008. – P. 921-932. DOI: 10.2118/109873-PA
38. Doan L. T. Performance of the SAGD Process In the Presence of a Water Sand - A Preliminary Investigation / L. T. Doan, H. Baird, Q. T. Loan, S. F. Ali // Journal of Canadian Petroleum Technology. – № 42 (1). – 2003. - P. 25-31. – DOI: 10.2118/99-40.
39. Dusseault, M.B. Heavy Oil Production from Unconsolidated Sandstones using Sand Production and SAGD / M. B. Dusseault, M. Gelikman, T. J. Spanos // Paper was prepared for presentation at the 1998 SPE International Conference and Exhibition, Beijing, China, 1998. – P. 537-545. – DOI: 10.2118/48890-MS.
40. Egermann, P. SAGD Performance Optimization Through Numerical Simulations: Methodology and Field Case Example / P. Egermann, G. Renard, E. Delamaide // This paper was prepared for presentation at the 2001 SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium, Porlamar, Venezuela. – 2001. – P. 1-10. – DOI: 10.2118/69690-MS.
41. Gounder, R.M. Processing of Heavy Crude Oils – Challenges and Opportunities. – London, UK : IntechOpen, 2019. – 648 p. – ISBN 978-1-83968-411-1.

42. Integrated Technologies for Enhancing Heavy Oil Production of Unconsolidated Sandstone Reservoirs / J. Zhu, Y. Ren, C. Liu [и др.] // Proceedings of the International Field Exploration and Development Conference 2021. – 2022. – P. 46-58.

43. Lawal, K.A. Economics of steam-assisted gravity drainage for the Nigerian Bitumen deposit / K.A. Lawal // Journal of Petroleum Science and Engineering. – №116. – 2014. – P. 28-35. – DOI: 10.1016/j.petrol.2014.02.013.

44. Liang, X. Development and Research Status of Heavy Oil Enhanced Oil Recovery / X. Liang, P. Liu, Y. Zhang // Geofluids. – Vol. 2022. – 2022. – 13 p. – DOI: 10.1155/2022/5015045

45. Mendoza, H. SAGD, Pilot Test in Venezuela / H. Mendoza, J. Finol, R. Butler // his paper was prepared for presentation at the 1999 SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Caracas, Venezuela. – 1999. – P. 1-11. – DOI:10.2118/53687-MS.

46. Monteiro, L. Sensitivity Analysis of Injection Parameters in Steam Assisted Gravity Drainage Under Geological Uncertainty / L. Monteiro, C. Baptista-Pereira, L. Azevedo // Journal of Petroleum Science and Engineering. – №208 (5). – 2021. – DOI:10.1016/j.petrol.2021.109732.

47. Munoz, R. Simulation Sensitivity Study and Design Parameters Optimization of SAGD Process / R. Munoz // Paper presented at the SPE Heavy Oil Conference, Alberta, Canada. – 2013. – DOI: 10.2118/165387-MS.

48. Permeability Variation and Its Impact on Oil Recovery from Unconsolidated Sand Heavy-Oil Reservoirs during Steamflooding Process / L. Zhong, X. Han, X. Yuan, [и др.] // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – №24. – 2020. – P. 1-15. – DOI: 10.2118/202490-PA.

49. Prediction of top water flow rate to SAGD steam chamber and its impact on thermal efficiency / Q. Jiang, J. Liu, Z. Wang, G. Jiang [и др.] // Journal of Petroleum Science and Engineering. – №205. – 2021. – P. 1-8. – DOI: 10.1016/j.petrol.2021.108976.

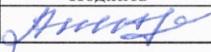
50. Shafiei, A. Geomechanics of thermal viscous oil production in sandstones / A. Shafiei, M. B. Dusseault // Journal of Petroleum Science and Engineering. – №103. – 2013. – P. 1-19. – DOI: 10.1016/j.petrol.2013.02.001.

51. Sheng, J.J. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery: Theory and Practice. – Burlington, USA : Gulf Professional Publishing, 2011. – 648 p. – ISBN 978-0-08096-167.

Приложение А

TECHNOLOGY OF STEAM ASSISTED GRAVITY DRAINAGE

Обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ11	Анерт Дарья Сергеевна		06.05.93

Консультант школы отделения ИШПР, ОНД:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Чернова О.С.	Д.Г.-М.Н.		06.05.93

Консультант – лингвист отделения ИШПР, ОИД:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Болсуновская Л.М.	к.ф.н		06.05.93

A.1 Objectives of EOR application

Currently, the oil industry has developed a practice when, to increase the economic efficiency of hydrocarbon production and reduce capital expenditures, field development is carried out in 3 stages.

At the first stage, when the object is just put into development, production is carried out using the natural energy of the reservoir. Depending on the driving force that ensures the movement of the fluid to the bottom of the production well, the following drive mechanisms are distinguished: water-drive, compaction drive, bottom water drive, gas cap drive, solution gas drive and gravity drive.

Further, as the reservoir energy is depleted, a decision is made to use secondary methods of enhanced oil recovery (EOR). Secondary methods are a set of measures for the artificial maintenance of reservoir pressure by waterflooding. Waterflooding could be peripheral, contour etc.

At the third stage, tertiary oil recovery methods increase the reservoir coverage and efficiency of the residual oil displacement. During the implementation of these methods, physical, chemical, or thermal agents are used to modify the physical-chemical properties or displacement parameters of the fluid. These methods will be discussed further.

The main purpose of using tertiary EOR is to involve in the development of hydrocarbon reserves that are not affected at the first and second stages. The main reasons for low oil recovery at these stages are reservoir heterogeneity, significant surface tension forces, low permeability, and high oil viscosity. In general terms, oil reserves in low-permeability reservoirs or under gas cap zones, high viscosity oil, oil rim, etc., are hard-to-recover reserves.

According to current data for 2023, proven hard-to-recover hydrocarbons reserves in Russia increased by 30% over the past 9 years, with annual growth averaging 3%. Hard-to-recover reserves represents approximately 65% of all proven oil reserves in Russia.

Therefore, oil and gas industry workers are currently faced with the challenging task of developing new technologies and methods for enhancing oil recovery from fields where it is impossible to extract significant quantity of residual oil by using traditional methods.

A.2 Classification of EOR methods

In accordance with the type of injected agent, the following methods can be applied: hydrodynamic, physical-chemical, gas-based, thermal, etc.

In addition to the injection of agent into the formation, the increase in oil recovery can be obtained during the implementation of geological and technical solutions, such as disaggregation of production facilities, compaction of the well grid, change of well placement, etc.

A.2.1 Hydrodynamic methods

Hydrodynamic methods are volume-based methods which provide increasing the coverage of the formation by waterflooding, increasing the production rate of oil, and reducing the current water cut. The following technologies are included in this type of methods: cyclic waterflooding, changing the direction of flows, forced extraction of fluids. Hydrodynamic methods can be used for reservoirs with heterogeneous permeability of hydrophilic reservoirs having a hydrodynamic relationship with each other, as well as in the case of high-water saturation and high residual oil saturation.

A.2.1.1 Unsteady (cyclic) waterflooding

The essence of the cyclic impact method is that unsteady pressure is artificially created in layers that have heterogeneity in pore sizes, permeability of layers, interlayers, zones, and sections, and their uneven oil saturation caused by these types of heterogeneity. Pressure gradients that vary by size and direction are achieved by changing the volume of water injection and/or liquid extraction from

wells. Firstly, water is injected into the formation, a part of water is migrated from a high-permeable layer to a low-permeable layer. Another part of the water is flowing through a highly permeable layer, pushing the oil to the production well. Then the injection stops, and the process goes on another way.

A.2.1.2 The method of changing the direction of flows

This method is the same as cyclic flooding. It is necessary to create different gradients of pressure in the formation to cover the areas unaffected by flooding. Unlike cyclic waterflooding, the method of changing the direction of flows does not require the obligatory shutdown of production or injection wells.

A.2.1.3 Forced extraction of fluids

The technology of forced fluid extraction consists in a constant increase in the extraction of formation fluid, due to which a pressure drop is created between interlayers with different permeability and reservoir coverage by waterflooding is increased.

A.2.2 Physical-chemical methods

The principle of operation of physical-chemical methods for enhanced oil recovery is based on modifying the rheological properties of the displacing agent (injected water) and the displaced agent (reservoir fluid) by adding various chemical substances, such as surfactants, polymers, and alkalis. Potential targets could include reservoirs with low oil viscosity (not exceeding 10 mPa*s), low water salinity, and carbonate reservoirs with low permeability.

A.2.2.1 Displacement of oil with polymer solutions.

During water flooding, a high-molecular-weight chemical substance, usually polyacrylamide (PAA), is added to the water. Even at low concentrations, the polymer significantly increases the viscosity of the water and reduces its mobility. The increased water viscosity and reduced filtration in the porous media help to

mitigate reservoir heterogeneity, prevent water breakthroughs, and achieve better coverage efficiency.

A.2.2.2 Displacement of oil with surfactant water solutions

The action of surfactants involves reducing the interfacial tension at the oil-water interface, increasing the mobility of the oil, and enhancing the overall oil displacement efficiency.

A.2.2.3 Displacement of oil with alkaline solutions

Alkaline solutions, due to their alkaline nature, can react with organic acids present in the oil, resulting in the formation of surfactants that reduce the interfacial tension at the oil-alkaline solution interface and enhance the wettability of the reservoir rock with water. This, in turn, increases the oil displacement efficiency by improving the ability of water to displace oil from the rock matrix [51].

A.2.3 Gas methods

The mechanism of action of gas methods for enhanced oil recovery involves injecting a gaseous agent (such as air, carbon dioxide, nitrogen, or hydrocarbon gases) to reduce the viscosity of the oil by dissolving gas into it and increasing the coverage efficiency of the productive reservoir. Gas methods can be employed to extract viscous oil from gas-bearing zones, low-permeability reservoirs, and highly water-cut formations. The most popular and effective agent is carbon dioxide.

Injection of carbon dioxide helps maintain reservoir pressure, reduces the interfacial tension at the oil-water interface by increasing the viscosity of water, decreases the viscosity of oil, and promotes the formation of carbonic acid, which can dissolve certain types of cement and thereby increase permeability. Injection of carbon dioxide into the reservoir can be performed using the following methods: continuous gas injection, gas slug injection, or liquid slug injection (if the reservoir temperature is below 31°C), and cyclic gas and water injection (water alternating gas, WAG).

A.2.4 Thermal methods

All thermal methods are conventionally divided into 2 main groups: the processes in which the heat agent is generated directly in the formation and the processes in which a pre-heated agent (water or steam) is injected into the formation.

A.2.4.1 In-situ combustion

This method is based on the use of thermal energy obtained during the exothermic oxidation (combustion) of the heavy oil fractions in the presence of an oxidizer (air). The resulting gas agent provides oil filtration to the production well.

A.2.4.2 Hot water injection

This method involves pumping pre-heated water into the formation to reduce the viscosity and density of oil to further increase of production rate.

A.2.4.3 Steam injection

The essence of this method is a steam-thermal effect on the formation, which leads to decreasing the viscosity of oil and an expansion of all formation fluids. In most cases, the vapour pressure exceeds the reservoir pressure to allow the steam to enter the reservoir. Steam could be injected by the following main mechanisms: cyclic steam injection, continuous steam injection, steam assisted gravity drainage.

A.2.4.3.1 Cyclic steam injection

Cyclic Steam Injection (CSI), also called «Huff-n-Puff», is a thermal recovery method which involves periodical injection of steam with purpose of heating the reservoir near wellbore, within a cycle consisting of 3 stages, injection, soaking and production.

When enough amount of steam has been injected, the well is shut down and the steam is left to soak for some time no more than few days. This stage is called soaking stage. While the reservoir is heating by steam, oil viscosity is decreasing. As the formation temperature drops, aromatic and naphthenic components start to

condense from the oil, and a solvent front is formed, which also contributes to the displacement of oil to the producing well (high content of paraffin fractions is not favorable as the displacement efficiency is reduced). In the area of the formation, which has not been affected by heat, oil is also being displaced by the reservoir water. When the well is opened, the reservoir fluid begins to flow to the wellbore at a higher rate. To increase the efficiency of the method, it is possible to inject steam with a chemical additive that increases the mobility of oil.

Typical CSI process is well suited for the formation thickness greater than 30 ft, depth of reservoir less than 3000 ft with high porosity (>0.3), permeability at least 100 mD and oil saturation greater than 40%. Unconsolidated sand with low clay content is favorable.

A.2.4.3.2 Continuous steam injection

By the prospect of design and engineering, continuous steam injection is considered to be a more complicated process than huff and puff. In steamflooding, at least two separate wells are used, one for steam injection and the other for oil production.

Different regions of temperatures and fluid saturations are created by means of moving steam through the reservoir. As far as steam zone grows, greater amount of oil is pushed from the steam zone to unheated zones ahead of the steam front. Then oil starts to form an oil bank. The injected steam condenses to hot water, which also moves across the steam front, heating and displacing the accumulated oil [31].

A.2.4.3.3 Steam assisted gravity drainage

Currently, one of the most promising thermal recovery technologies is Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD). In this process, two horizontal wells, separated by a vertical distance are placed near formation bottom. Horizontal top well is used for steam injection. When steam is continually injected at the top well, oil is heated up and forms a steam chamber that grows upward to the top of formation and then continuous to distribute to the surroundings. When temperature inside steam

chamber becomes essentially equal to steam injected temperature, steam condenses at the interface with cold oil and heat is transferred to the oil. Then, heated oil and the condensed water drain by gravity. Bottom well is used for oil production.

Mechanism:

- Steam condenses at interface
- Oil and condensate drain to well at bottom
- Flow is caused by gravity
- Chamber grows upwards and sideways

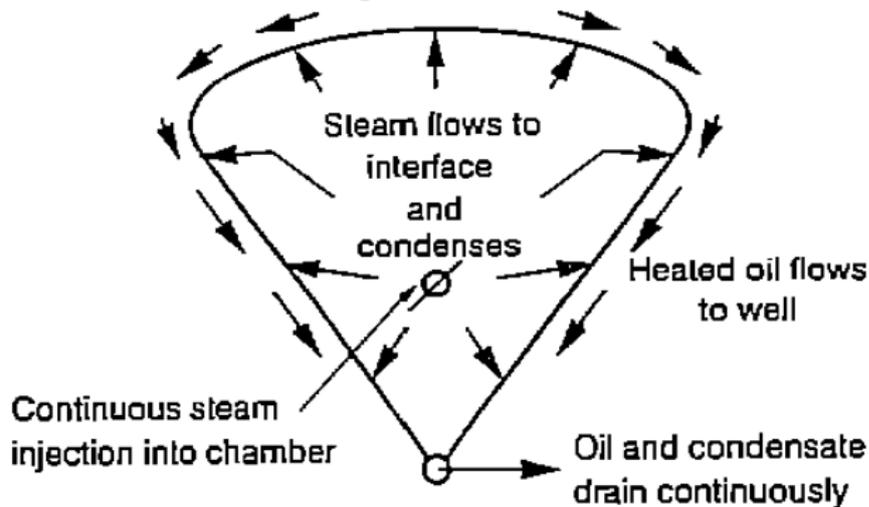


Figure A.1 – Conceptual diagram of the steam-assisted gravity drainage process [Butler,1994]

Some options of SAGD process are present: «VAPEX» (vapour solvent injection), «ES-SAGD» (steam gravity action with solvent additives), «SAS» (alternating vapour and solvent injection).

Compared to other steam injection methods, SAGD presents a very significant advantage: in continuous injection, oil is pushed to a cold region, and its mobility is low as it stays ahead of the steam zone. However, in SAGD process, oil is drained approximately in a flow parallel to the steam chamber, arriving at the producer still warm and, in consequence, with high mobility. This process provides wider coverage of formation and results in larger contact with oil [34].

A.3 Characteristics of heavy oil development from unconsolidated reservoirs by SAGD

The effectiveness of any technology in oil and gas operations depends on the geological structure, reservoir conditions, physicochemical properties of fluids, and other factors. These factors contribute to the complexity of production in the interested area, necessitating a thorough examination of the specifics of applying SAGD technology.

The main challenges identified in the research area include rapid steam and/or water breakthrough to producing wells, the complexity of extracting viscous oil, and sand production during the extraction process.

A.3.1 Steam breakthrough

The most common challenge in implementing the SAGD process is steam breakthrough to the producing well in low-thickness reservoirs. This, in turn, can lead to a reduction in technology effectiveness or even well equipment failure. However, controlling the injected steam volumes, conducting careful forecasting of steam breakthrough scenarios and steam chamber propagation, allows for the prevention of this problem.

A.3.2 Water breakthrough

An active aquifer provides sufficient energy to drive oil towards the producing wellbore, but due to the high viscosity of oil, the mobility of water is higher. As a result, water can advance faster towards the well and reduce the efficiency of hydrocarbon recovery.

This issue can be solved by using horizontal wells. When thermal methods are employed, horizontal wells offer notable advantages compared to vertical wells, including better heat distribution, lateral fluid transport, lower water influx rates, and lower steam injection pressures. The success of the process heavily relies on the uniform distribution of steam along the entire length of the wellbore.

A.3.3 Difficulty in extracting viscous oil

The combination of low reservoir temperature and high viscosity poses challenges in oil extraction. Pumps need to generate a high drawdown to lift the heavy fluid to the surface, which increases operational expenditures (OPEX). Additionally, the heavy components of the oil can precipitate near the wellbore, reducing the permeability of the near-wellbore zone and increasing the skin factor.

Currently 4 different methods are available for reducing the viscosity of the produced fluids in the wellbore. For instance, electric heating is most effective option, but it has higher OPEX from electricity charges, etc. and difficult management. Adding chemicals, especially viscosity reducer, also could effectively reduce the viscosity of the produced fluids with operational simplicity. But for the long term the OPEX might be high. The steam injection process shows high efficiency in reducing the viscosity of oil, and in the presence of a good surface arrangement, the operating costs are not as high as with previous methods. The key feature of this development object is a shallow depth. So SAGD technology is most appealing option for these geological conditions.

A.3.4 Sand production

Sand production during extraction from an unconsolidated reservoir is always accompanied by the production of a large amount of sand, which can lead to erosion of well equipment and a decrease in its operational life. Injection of high-temperature steam can result in the dissolution of quartz or alteration of clay minerals, which also promotes the migration of fine particles through the pores, leading to the formation of sand plugs and subsequent reduction in the permeability of the near-wellbore zone of the reservoir. However, this problem can be addressed using known sand control methods [48].

The selection of a candidate for implementing the steam gravity drainage process is determined by the sensitivity analysis of the parameters of the research object, including reservoir characteristics, presence of underlying water, gas cap parameters, oil and water saturation of the reservoir, and others.

The construction of large, extensive wells is accompanied by high capital costs, therefore, to maintain economic feasibility, the development project should be located at a depth not exceeding 1500 meters.

For greater process efficiency, it is necessary to position the wells near the bottom of the reservoir (but not less than 3-5 meters), which means that the presence or absence of bottom water plays a key role. The optimal spacing between the horizontal wellbores is considered to be 5 meters, so the oil-saturated reservoir should have a thickness of at least 10-15 meters.

In research [38], it has been demonstrated that the process efficiency decreases with an increase in the thickness of the bottom water (due to its high thermal conductivity). Thus, the most favorable situation arises when the thickness of the water layer is less than 5-7 meters.

However, the development of heavy oil reservoirs should be carried out in the zone with the highest water saturation. In this case, the steam chamber propagation rate is higher, the viscosity reduction of oil occurs faster, and higher flow rates can be achieved in the early stage of production. The required oil saturation of the reservoir should be at least 5% [20].

The efficiency of thermal treatment is also influenced by various reservoir heterogeneities. For example, the presence of clay barriers or high heterogeneity in permeability at the initial stage slows down the growth of the steam chamber, increases the volume of injected steam, and prolongs the heating time of the reservoir, which affects the efficiency of this technology. However, in the long term, the presence of an impermeable barrier near the injection well can have a positive impact [35].

A.4 Experience in applying steam assisted gravity drainage technology in Russia and overseas

Currently, this technology is effectively applied in the fields of high-viscosity oil in the USA, Canada, Venezuela, China, and other countries. The first pilot project of steam-assisted gravity drainage (SAGD) was implemented in the late 1980s on the world's largest natural bitumen deposit, the Athabasca sands in Canada. The oil recovery factor exceeded 50% after the bringing into production three pairs of horizontal wells. In Venezuela, the SAGD process was first tested at the Tia Juana field in late 1997, achieving a recovery factor of 60% compared to 10% with traditional cyclic steam stimulation (CSS) technology. Chinese super heavy oil deposits, such as Liaohe and Karamay oilfields, are also actively developed using the SAGD technology. Currently, the total production volume from heavy oil reservoirs exceeds 50%, with the production volume in the pilot project area exceeding 70%. In Russia, the SAGD process has been successfully implemented in the Ashalchinskoye field (Republic of Tatarstan), Yarega field, and Usinskoye field (Republic of Komi) [25,44,45].